

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 12.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Отделение геологии

### ДИПЛОМНАЯ РАБОТА/ПРОЕКТ

Тема работы
<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств пласта АС12 на Приобском месторождении (ХМАО-Югра)</b>

УДК 550.832:553.982(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Гудковский Святослав Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Исаев В.И.	д. г.-м- н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев М.В.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	к.г.-м.н.		

Томск – 2020 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 12.05.03 «Технология геологической разведки»  
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

## ЗАДАНИЕ

### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта
--------------------

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Гудковскому Святославу Сергеевичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств пласта АС12 на Приобском месторождении (ХМАО-Югра)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 45-44/С от 14.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	.05.2020 г.
--	-------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p style="text-align: center;"><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Каротажные диаграммы по разным видам исследования разрезов скважин;</li> <li>2) Данные по испытанию объектов на пробуренных скважинах;</li> <li>3) Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов на месторождении</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Географо-экономический очерк;</li> <li>2) Геолого-геофизическая изученность района;</li> <li>3) Литолого-стратиграфическая характеристика;</li> <li>4) Тектоника;</li> <li>5) Нефтегазоносность;</li> <li>6) Петрофизическая характеристика;</li> <li>7) Сейсмогеологическая характеристика;</li> <li>8) Анализ ранее проведенных ГИС;</li> <li>9) Задачи геофизических исследований;</li> <li>10) Обоснование объекта исследования;</li> </ol>

	11) Обоснование объекта исследования; 12) ФГМ объекта исследования; 13) Методика проектных геофизических работ; 14) Интерпретация геофизических данных; 15) Специальное исследование.
<p align="center"><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Рис. 1.1 Схема лицензионных границ месторождений Среднего Приобья Рис. 1.2 Схема сбора и транспортировки нефти и газа месторождений Среднего Приобья Рис. 1.3 Схема геолого-геофизической изученности ЛУ «Роснефть» Приобского месторождения Рис. 2.1 Сводная литолого-стратиграфическая колонка Рис. 2.2 Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, 1998 г. (под редакцией В.И. Шпильмана). Рис. 3.1 Геофизические методы исследования Приобского месторождения (пласт АС12-1, АС12-2) Рис. 3.2 Геофизические методы исследования Приобского месторождения (пласт АС12-3) Рис. 4.1 Участок на Приобском месторождении с разрезом I-I Рис. 4.2 Разрез I-I Рис. 4.3 Схематичное расположение проектной скважины N. Рис.4.4 Физико-геологическая модель Приобского месторождения. Рис.5.1 Зависимость показаний ГК от весовой глинистости Сгл для пласта АС12 Приобского месторождения Рис.5.2 Зависимость показаний НК от пористости для пласта АС12 Приобского месторождения Рис.5.3 Сопоставление зависимости удельного электрического сопротивления $\rho_n$ от объемной влажности $\omega_n$ Рис. 5.4 Связь $K_{пр}=f(K_{п.эф})$ по результатам анализов керна пластов АС12 Приобского месторождения Рис. 5.4 – Связь $K_{пр}=f(K_{п.эф})$ по результатам анализов керна пластов АС12 Приобского месторождения Рис. 6.1 Схема определения глубины погружения скважинного прибора Рис. 7.1 Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины» Рис. 8.1 Классификация вредных и опасных производственных факторов, согласно ГОСТ 12.0.003

#### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>Якимова Татьяна Борисовна</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Гуляев Милий Всеволодович</b>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

#### Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Исаев В.И.	Д. Г.-М- Н.		

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Гудковский Святослав Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
225А	Гудковскому Святославу Сергеевичу

<b>Школа</b>		<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Геолонии</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Специалитет</b>	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Страховые взносы 30% Ставка налога на прибыль 20 % Налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Составление сметы затрат.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

*Себестоимость работ*

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
225А	Гудковский Святослав Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Гудковский Святослав Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств пласта АС12 на Приобском месторождении (ХМАО-Югра)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является проектная скважина. На стадии поиска месторождений углеводородов, поставлены задачи по определению продуктивности верхнеюрского горизонта. Выбор комплекса ГИС основывается исходя из поставленных задач.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>— специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>— организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов - неудовлетворительный микроклимат; - повышенный уровень шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - электроопасность; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, бытовой мусор, химреагенты); - решение по обеспечению экологической безопасности.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий; - пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Гудковский Святослав Сергеевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с., 19 рис., 21 табл., 36 источников, 1 прил.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Ханты-мансийский автономный округ, Ханты-мансийский район, Приобское нефтяное месторождение, геологическое строение залежи, коллекторские свойства пласта, начальные геологические запасы нефти, геофизические исследования скважин, подсчётные параметры, категория запасов.

Объектом исследования является разведочная скважина № N. Район работ - Приобское месторождение, в административном отношении расположенное на территории Ханты-мансийского района Тюменской области. Нефтеносность Приобского месторождения связана с неокомскими отложениями пластов АС12/3, АС12/1-2 и АС12/0.

Цель работы: применить комплекс геофизических методов на проектной скважине для выделения пород-коллекторов на Приобском месторождении и изучения их фильтрационно-емкостных свойств.

В процессе написания дипломного проекта проанализирована общая геолого-геофизическая информация по району исследований, проведён качественный и количественный анализ геофизических данных. Обобщённая информация даёт представление для проектирования комплекса геофизических исследований в скважине на выбранном участке работ. Предложенный комплекс методики и техники отвечает поставленным задачам дипломного проекта.

Степень внедрения: алгоритм интерпретации и геофизический комплекс, рекомендуемые в настоящей работе, использованы в подсчете запасов Приобского месторождения нефти.

Область применения: выбранный для проектировки комплекс ГИС применим на нефтяных месторождениях с терригенно-поровым типом коллекторов.

Экономическая значимость работы: в работе рассмотрено геологическое строение нижних меловых отложений для выявления рентабельность проектных работ.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

а.о. – абсолютная отметка;

АК – акустический каротаж;

БК – боковой каротаж;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВЗ – водонасыщенная зона;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГОСТ – Государственный отраслевой Стандарт;

ГК – гамма-каротаж;

ГФМ – геолого-геофизическая модель;

ИК – индукционный каротаж;

г.п., к.п., л.п. – группы поднятий, куполовидное поднятие, локальное поднятие;

КВ – кавернометрия;

Кв – коэффициент водонасыщенности;

Кгл – коэффициент глинистости;

КИН – коэффициент извлечения нефти (нефтеотдачи);

Ккор – коэффициент корреляции;

Кн – коэффициент нефтенасыщенности;

Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;

Кп – коэффициент пористости;

Кп.гр – граничное значение коэффициента пористости;

Кво – коэффициент остаточной водонасыщенности;

Кв.крит., Кв.кр. – критическое значение водонасыщенности;

Кпр – коэффициент проницаемости;

КС – кажущееся сопротивление;

МБК – микробоковой каротаж;

МКЗ – микрокаротажное зондирование;

МОГТ – метод отраженной глубинной точки;  
НВЗ – нефтеводяная зона;  
НЗ – нефтяная зона;  
НГК – нейтронный гамма каротаж;  
НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;  
ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;  
РК – радиоактивный каротаж;  
Рп – относительное сопротивление – параметр пористости;  
Рн – параметр насыщения;  
с/п – сеймопартия;  
скв. – скважина;  
СК – сейсмокаротаж;  
УВ – углеводороды;  
УЭС – удельное электрическое сопротивление;  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;  
 $\rho_p$  – удельное электрическое сопротивление;  
 $\rho_p^{кр}$  – критическое сопротивление пласта;  
 $\rho_{зп}$  – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;  
 $\rho_c$  – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;  
 $\rho_{вп}$  – удельное сопротивление водоносного пласта;  
 $\rho_v$  – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ .....	2
ЗАДАНИЕ .....	3
РЕФЕРАТ.....	8
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	9
ОГЛАВЛЕНИЕ .....	11
ВВЕДЕНИЕ .....	12
1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	13
1.1 Географо-экономический очерк.....	13
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность .....	21
2. ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	30
2.1 Литолого- стратиграфический разрез.....	30
2.2 Тектоника .....	35
2.3 Нефтегазоносность .....	41
2.4 Петрофизическая характеристика разреза .....	47
2.5 Сейсмогеологическая характеристика .....	52
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	55
4. ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	61
4.1. Задачи геофизических исследований .....	61
4.2. Обоснование объекта исследований.....	61
4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....	64
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	70
5.1 Методика и техника проектных геофизических работ .....	70
5.2 Интерпретация геофизических данных .....	71
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ .....	78
7.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	84
7.1 Технический план (объём проектируемых работ) .....	84
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	102
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	103
8.2 Производственная безопасность .....	105
8.3 Экологическая безопасность .....	117
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ №1 .....	127

## ВВЕДЕНИЕ

В дипломном проекте проанализирована информация по Приобскому месторождению: изложено геологическое строение, коллекторские свойства продуктивных пластов; по диаграмме разреза скважины представлено литологическое расчленение, выделены коллектора и определены их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

Нефтеносными объектами на Приобском месторождении является горизонт АС12, приуроченный к черкашинской свите.

Приобское нефтяное месторождение приурочено к Фроловской впадине между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной.

Показатели пористости на месторождении имеют средние значения – около 0,19-0,22 и оцениваются как низкие; проницаемость коллекторов 10,1 мД; плотность нефти 863-868 кг/м<sup>3</sup>; вязкость пластовой нефти- 1,4-1,6 мПа\*с; доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,4 млрд т.

В процессе написания дипломного проекта были поставлены и проанализированы следующие задачи:

1. Определить наиболее перспективные участки и стратиграфические интервалы на месторождении.
2. Провести анализ ФЕС пород-коллекторов.
3. Оценить качество выполненного комплекса ГИС.
4. Предложить оптимальный комплекс геофизических исследований скважин на стадии разработки.

# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1 Географо-экономический очерк

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ.

Территория работ удалена на восток от г. Ханты-Мансийск на 65 км, на запад от г. Нефтеюганск на 180 км, на юго-запад от п. Горноправдинск на 75 км, на юго-запад от г. Тобольск на 325 км.

В районе ведется промышленная эксплуатация ранее открытых месторождений, запасы нефти по которым утверждены ГКЗ СССР. Все они расположены восточнее Приобского месторождения (рисунок 1.1). Наиболее значимыми из них являются расположенное в непосредственной близости Приразломное (протокол № 9830), Правдинское (протокол № 5228) – в 84 км юго-восточнее, Салымское (протокол № 9830) – в 60 км юго-восточнее.

К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой – Челябинск – Новополюцк и нефтепровода Усть – Балык – Омск (рисунок 1.2).

Изучаемая территория, включающая в себя Приобское месторождение и группу Шапшинских месторождений, субширотно пересекается рекой Обь в своей верхней трети.

Пойма полноводной северной реки составляет большую часть ландшафта собственно Приобского месторождения. Это заболоченная равнина с абсолютными отметками 27-35 м. Болота в большинстве своем непроходимые, торфяного типа, замерзают к концу января. Часть болот не замерзает в течение всего зимнего периода. Толщина торфяного покрова изменяется от 0 до 10 м. Широкое развитие на площади имеют озера различной конфигурации. Наиболее крупными из озер являются озера Левашкина, Окуновое и др.

В геологическом отношении равнина молодая, аллювиальная с широко развитыми довольно значительной толщины четвертичными отложениями.

Северная зона месторождения приходится на правобережную надпойменную террасу с абсолютными отметками от +45 до +60 м. В районе Горшковской площади, на крайнем северо-востоке месторождения отметки достигают +95 м над уровнем моря.

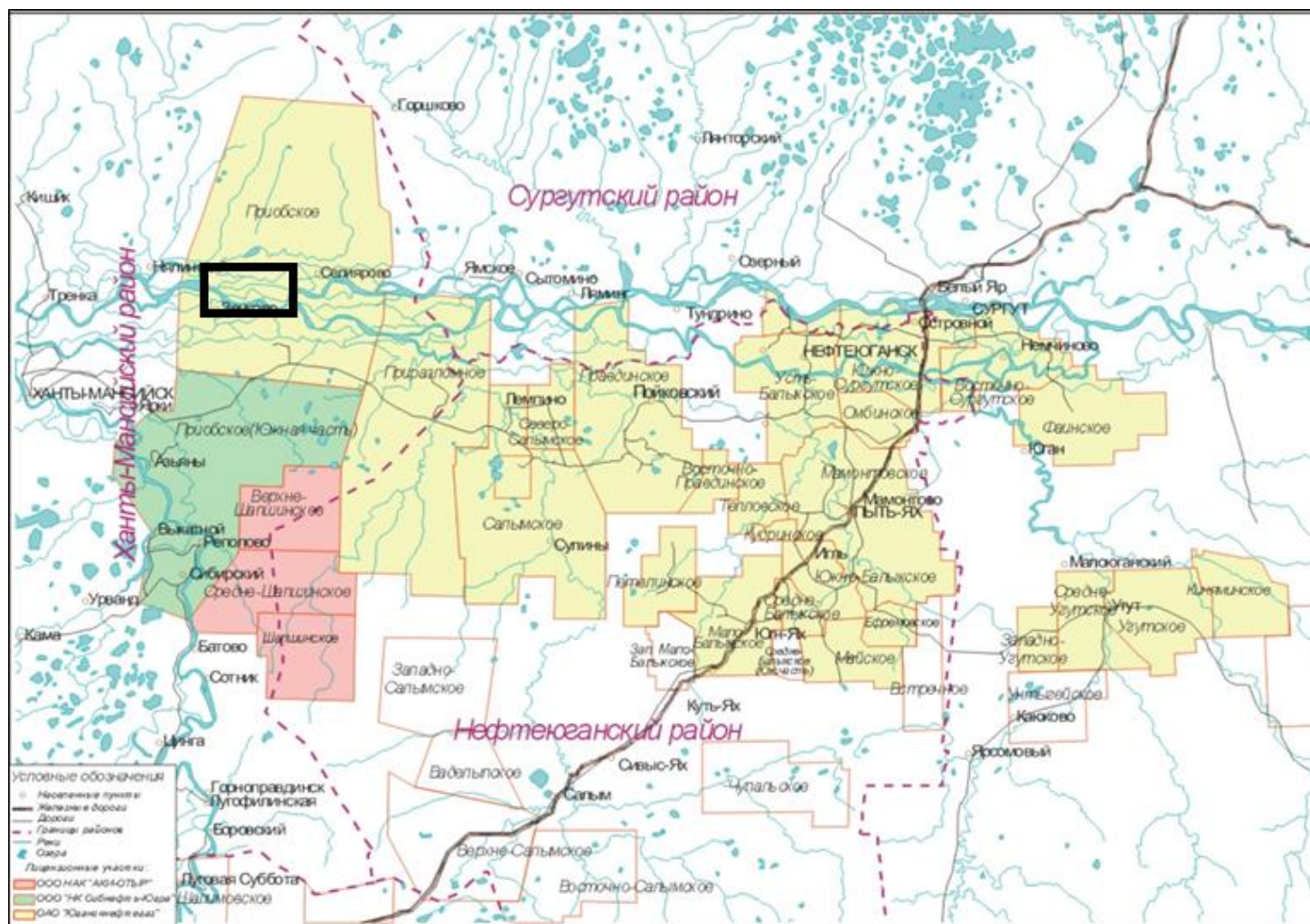


Рисунок 1.1 Схема лицензионных границ месторождений Среднего Приобья. Черным контуром показан объект проектирования

Южная часть Приобского месторождения, а также примыкающая к нему группа Шапшинских месторождений, расположена в междуречье рек Иртыша, Оби и Малого Салыма (рисунок 1.2). Этот район представляет собой водораздельное плато со слабовыраженными формами речной эрозии и аккумуляции и абсолютными отметками от +45 до +84 м. Озера в большинстве своем мелкие по размерам, нередко заболоченные.

Гидрографическая сеть площади месторождения представлена реками Обь, Иртыш и их притоками, протоками. На севере основной протокой является Большой Салым, протекающая в субширотном направлении с мелководными протоками Малая Березовская и Полой. Протока впадает в полноводную Обскую протоку Большой Салым.

Селияровскую площадь в широтном направлении пересекают протоки Лобытвор и Старица.

На юге площадь месторождения пересекает река Малый Салым и ее притоки Сать-ях, Сагыт-ях. Здесь берут начало реки Добрянка, Бобровка, Чунчега, Малая и Большая Чумжинская, Шапшинская. Все они не судоходны.

Реки Обь и Иртыш – основные водные артерии не только на площади работ, но и Западной Сибири в целом. Они судоходны весь навигационный период, длящийся с конца мая по октябрь. Остальные реки за исключением Большой Салым не судоходны. Плавание маломерных судов по ним возможно только в период высоких паводков.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Среднегодовая температура минус 1,5 °С. Самый холодный месяц года – январь (среднемесячная температура минус 21 °С). Средняя температура весной (апрель) минус 1 °С, средняя температура лета (июль) +17 °С, средняя температура осени (октябрь) минус 1 °С. Максимальная температура июля +34 °С, минимальная января – минус 52 °С. Среднегодовое количество осадков 500-550 мм в год, причем 75 % их приходится на теплое время года. Число дней с осадками – 180. Преобладающее направление ветра – западное и юго-западное, сила ветра 5-7 м/с.



Снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до конца апреля, а в лесных массивах до начала июня. Толщина снежного покрова до 0,7 м, в пониженных участках до 1,5-2,0 м. Глубина промерзания почвы 1,0-1,5 м. Период ледостава начинается в конце октября, а вскрываются реки в середине мая.

На описываемой территории на возвышенных участках развиты преимущественно подзолистые почвы, а на низменных, заболоченных – торфянисто-подзолисто-иловые и торфяные. В речных долинах и на террасах развиты различные виды аллювиальных почв, в основном, песчанистые, местами глинистые.

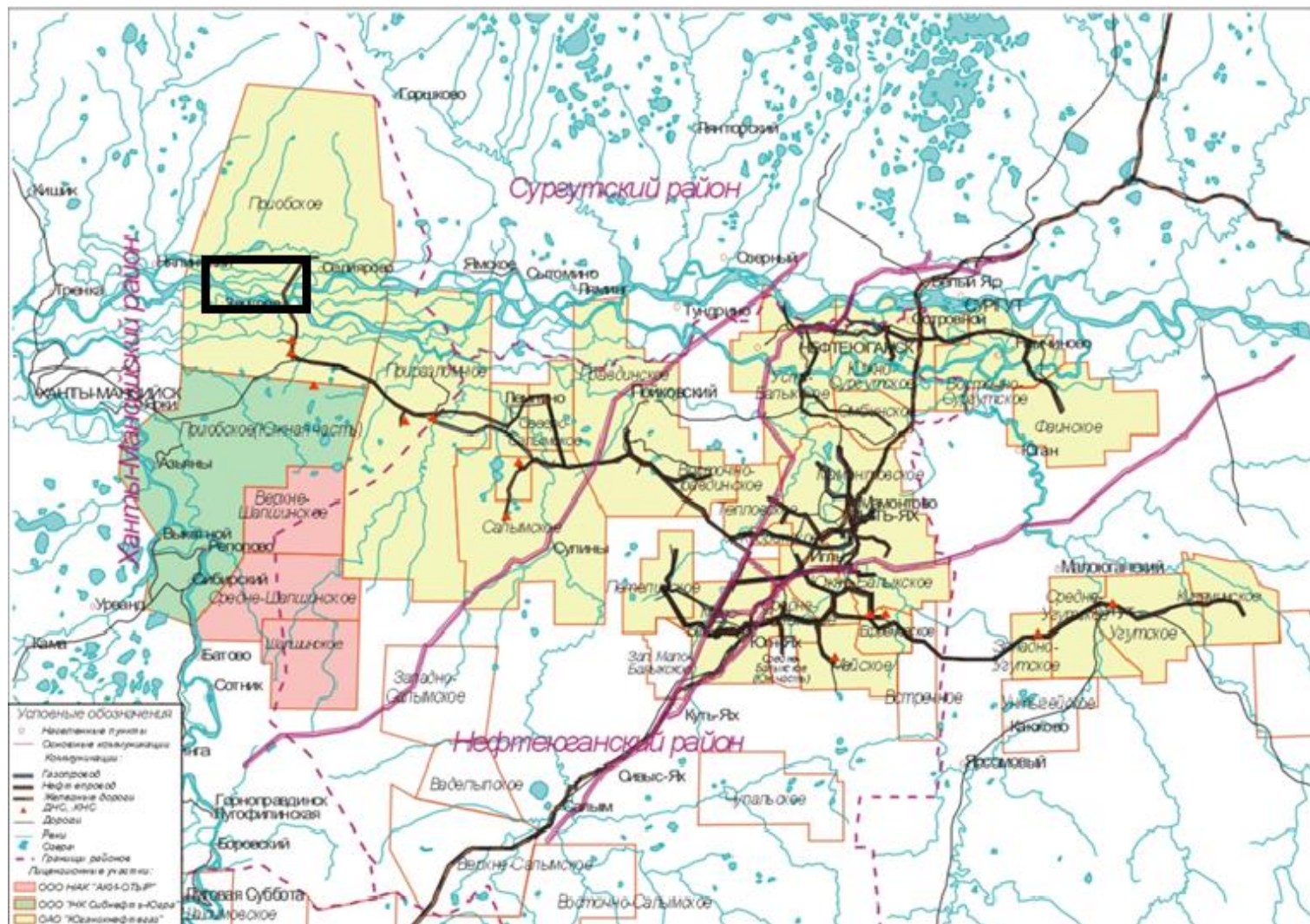


Рисунок 1.2 - Схема сбора и транспортировки нефти и газа месторождений Среднего Приобья

Состав почв, рельефа местности, глубины залегания грунтовых вод в известной мере определяют и растительный мир. На сухих песчаных почвах произрастают хвойные леса (сосна, ель, кедр). Поймы рек покрыты зарослями тальника. Широко развит смешанный лес – осина, береза, хвойные.

Животный мир довольно разнообразен. Обитают лось, олень, медведь, белка, глухарь, тетерев, куропатка, рябчик, бурундук и др.

Изучаемая территория находится в зоне разобщенного залегания приповерхностных и реликтовых многолетнемерзлых пород (ММП). Приповерхностные мерзлые грунты наблюдаются на водоразделах под торфяниками. Толщина их зависит от уровня грунтовых вод и достигает 10-15 м, температура постоянная и близка к 0 °С.

Развитие ММП на Приобском месторождении изучено слабо, только в пределах разбуренных эксплуатационных участков. На сопредельных территориях разобщенные реликтовые ММП залегают на глубинах от 140-180 м (Нефтеюганский район). По материалам ГСП ХМГТ по профилю от п. Урманский до р. Надым на площади водораздела реликтовые ММП встречены в интервале глубин 20-140 м, в отложениях атлымской свиты.

Толщина ММП составляет 15-40 м. Мерзлыми чаще всего являются нижняя глинистая часть новомихайловской и частично атлымской свит.

Население района многонациональное, что обусловлено развитием нефтедобычи в регионе. Наряду с коренными жителями – ханты, манси в районе проживают русские, украинцы, белорусы, татары, башкиры и многие другие национальности.

Наиболее крупными населенными пунктами, ближайшими к площади работ, являются города Ханты-Мансийск, Нефтеюганск, Сургут и из более мелких населенных пунктов – поселки – Селиярово, Сытомино, Лемпино, Пойковский, Горноправдинск. В г. Ханты-Мансийске находится объединение «Хантымансийскнефтегазгеология». В городах Нефтеюганске, Сургуте базируются ведущие нефтедобывающие предприятия РФ.

Разведочное бурение на Приобском месторождении проводилось силами Правдинской и Назымской нефтегазоразведочных экспедиций. База Правдинской НГРЭ находится в пос. Горноправдинское, расположенном на правом берегу р. Иртыш в 75 км к юго-западу от площади работ. База Назымской НГРЭ находится в г. Ханты-Мансийске.

С 1995 г. разведочные работы на правобережной части месторождения стали вестись силами ОАО «Юганскнефтегаз» и его подрядными предприятиями. Основная производственная база ОАО «ЮНГ» находится в г. Нефтеюганск, подбаза – непосредственно на месторождении.

Как указывалось, выше, площадь работ характеризуется значительной заболоченностью и обилием озер, создававшим трудные условия для передвижения наземного транспорта в период начальной стадии поисково-разведочных работ, т.к. транспортные пути на площади и в округе отсутствовали. Перевозка людского персонала осуществлялась преимущественно вертолетами круглогодично.

В 1995 г. через северную часть площади работ прошла автодорога Нефтеюганск – Ханты-Мансийск с бетонным покрытием, и значительный поток грузов для промышленного освоения месторождения стал перевозиться по ней.

С июля 1988 г. левобережная часть месторождения в границах лицензионного блока ОАО «Юганскнефтегаз», (лицензия ХМН 00194НЭ) введена в опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ) пуском в работу разведочной скважины № 181.

В феврале 1989 г. на левобережье месторождения ОАО «Юганскнефтегаз» начато эксплуатационное бурение. Одновременно ведется нефтепромысловое обустройство месторождения, строится вахтовый поселок для буровиков и эксплуатационников со всеми необходимыми производственно-техническими службами. Добываемая нефть по нефтепроводу транспортируется на Правдинский ЦПС.

В 1998 г. в пределах лицензионного блока ОАО «Юганскнефтегаз» эксплуатационное бурение начато и на правом берегу месторождения, а с пуском в эксплуатацию в мае 1999 г. нефтепровода под р. Обь с правого на левый берег и эта площадь введена в ОПЭ.

На юге месторождения в 1998 г. ОАО АНК «Югранефть», обладающая лицензией ХМ00012НЭ на южный блок, ввела разведочную скважину № 477 в сезонную эксплуатацию (зимний период).

## 1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Приобское нефтяное месторождение, расположенное на расстоянии 65 км к востоку от г.Ханты-Мансийска, и в 100 км к западу от г.Нефтеюганска, было открыто в 1982 г. и введено в разработку в 1989 г. На месторождении, в пределах четырех лицензионных участков, находится 251 разведочных скважин.

Исследуемая территория покрыта региональными геолого-геофизическими работами, выполненными в разное время (рис. 1.3):



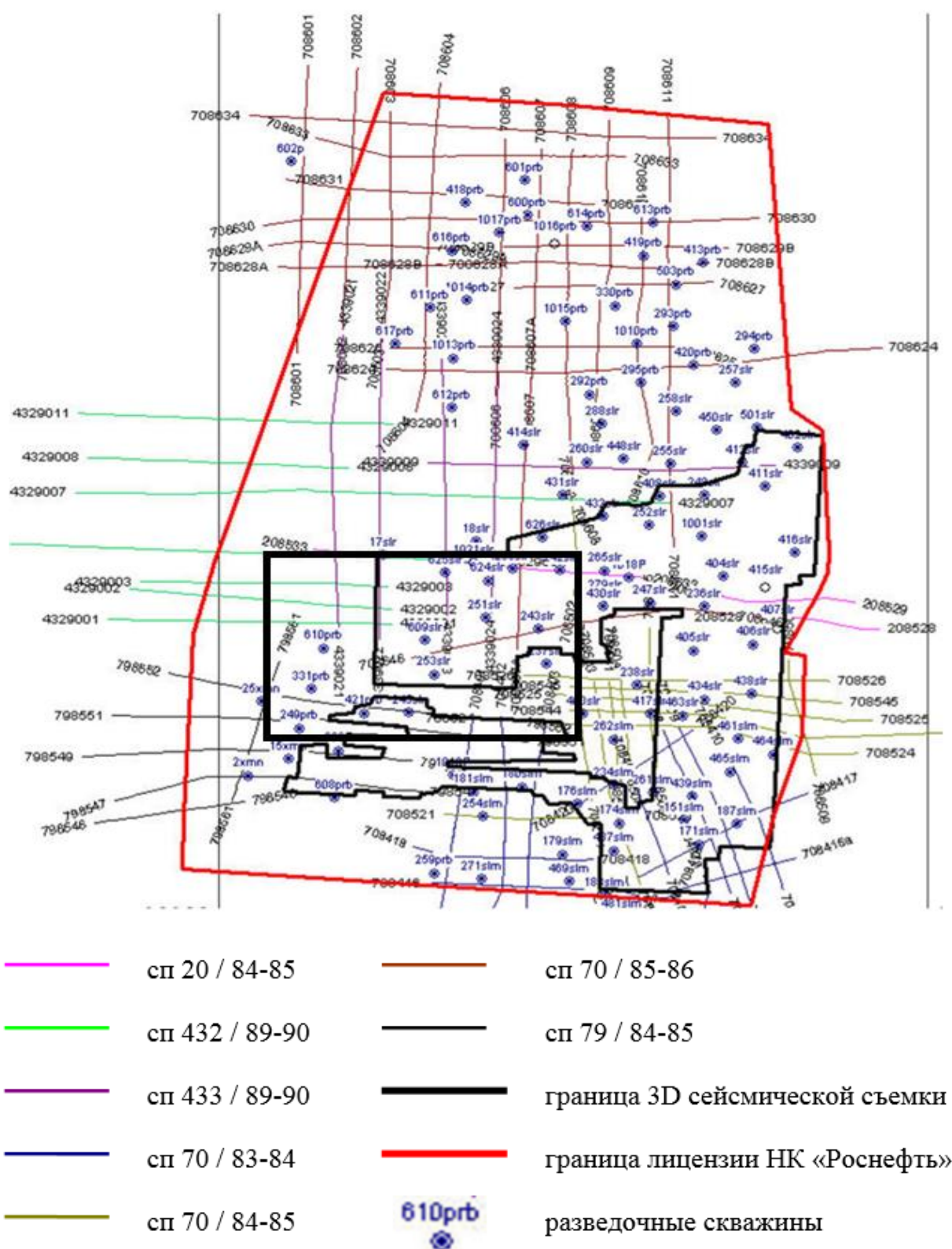


Рисунок 1.3 Схема геолого-геофизической изученности ЛУ «Роснефть»  
Приобского месторождения

1. Геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:100 000 (1949-1954 г., ЗСГУ, Максименко С. Г., Суздальский О. В.) и 1:200000 (1984г., ГТПУ, ПГО «Хантымансийскгеофизика», ГСП, Зайонц И.Л.);

2. Гравиметрическая съемка масштаба 1:100 000 (1953 - 1954 г. МНП, «ЗапСибнефтегеофизика», Обская экспедиция, Земсков И.Г., Уманцев Д.Ф., 1961-1962 г. Главгеология РСФСР, ТГУ ЯМКГРЭ 8/61 и 32/62, Лак А.З.) и масштаба 1:200 000 (1953 - 1954 г. МНП, тр. «ЗапСибнефтегеофизика», Обская экспедиция, Земсков И.Г., Уманцев Д.Ф., Шкутова О.В.);

3. Аэромагнитная съемка масштабов 1: 100 000 и 1: 200 000 (1954 г. МНП, «Союзнефтегеофизика», Бородин А. Д., Загороднов А.М., Кухин П.А.), масштаба 1:50 000 (1975 г., СНИИГИМС, Сурков В.С., Тарун И.М., 1977., ПГО «Новосибирскгеология», Антонович Р.М., Княжев В.А., 1970 - 1981 г.г. ПГО «Уралгеология», Чурсин А. В.) [1].

На Приобском месторождении проходит региональный сейсмический профиль Р-IX, который пересекает лицензионный участок в субширотном направлении.

Результаты региональных исследований легли в основу представлений о мегакоослоистом строении продуктивных комплексов неокома и позволили уточнить структурно-тектоническое районирование. Вышеуказанные съемки ориентировали все последующие сейсмические исследования более детального плана.

Таблица 1.1 – Сейсмическая изученность лицензионного участка.

Год проведения работ, наименование организации, № партии, автор	Год проведения работ, наименование организации, № партии, автор	Краткие результаты исследований
1958 г. ХМГЭ сп 17/57-58 Вятрыкуш М.Д., Петров Г.И.	ХМГЭ сп 17/57-58 Вятрыкуш М.Д., Петров Г.И. Рекогносцировочноплощадные сейсмические работы МОВ	Оконтурено Фроловское поднятие. Два других поднятия находятся одно к юго-востоку, другое к западу от него. Построены структурные карты по горизонтам 1,11,111,IV,V. 1-гориз.-коньяксантон-кампан; 11-сеноман; 1Пбаррем; ГУ-кровля юрских отлож.; V-низы платформенного мезозоя.

Продолжение таблицы 1.1

1960г. ТГУ, МХЭ, сп 3/58-59. Серебрякова З.Д.	СЗ МОВ 1:500 000 Тобольский, Кондинский, Самаровский, Сургутский районы	Выявлены Шапшинское, Леушинское, Б. Салымское и Пилюгинское поднятия.
1967г. ГТПГУ, ХМГТ, сп 3/66-67 Пасечник В.И.	МОВ 1:100 000	Выявлены и подготовлены под глубокое бурение ХантыМансийская и Нялинская структуры, окомтурены западный склон нового локального поднятия. Построены структурные карты по отражающим горизонтам "Б", "М" и "Г".
1969г. ТТПГУ, ХМГТ, сп 8/67-68, Вишневская А.С.	МОВ 1:100 000 Батовская площадь	Выявлено и окомтурено Верхне-Шапшинское поднятие, уточнено геологическое строение восточного борта ХантыМансийской впадины, получены данные о строении западного склона Ляминской структуры. Построены структурные карты по отражающим горизонтам "Б", "М" и "Г"
1970г. ГТПГУ, ХМГТ сп 8/68-69 Шилова Л.В.	МОВ 1:100 000 Шапшинская площадь	Детализированы и подготовлены под глубокое бурение Верхне-Шапшинская и ЗападноСалымская структуры. Уточнено геологическое строение восточного борта Х- Мансийской впадины Построены структурные карты по отражающим горизонтам "Б", "М" и "Г".
1975г. ГТПГУ, ХМГТ, сп 15/73-74 Шадрин Л.Д.	МОВ 1: 100 000 Тундринская котловина	Уточнена зона сочленения Зенковского кп с ВерхнеШапшинским, Салымским кп и Пойкинским валом. Построены структурные карты по горизонтам "Б", "М", "Г", "Э".
1978-1979 г.г. сп 9/78-79 Бочкарева Н.П. Цирук Ф.П. и др.	Детальные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 1:50 000	Выявлены Приобское, Репьевское, Чусинское, Севское, Алексинское поднятия, два подготовлены к бурению. Выявлены линии глинизации пластов БС6 и БС4-5.



Продолжение таблицы 1.1

1979-1980 г.г. ГГПГУ, ХМГТ сп 19/79-80 Слепков Ю.В. Киселев В.А.	МОВ ОГТ комплексом "Вибросейсм" по региональным профилям 1:200000	Детально изучено строение разреза мезозойско- кайназойских отложений по региональным профилям. Выделены зоны развития промежуточного комплекса, намечены наиболее перспективные участки для постановки поисковых работ и заложения скважин.
1981-1982г.г. ПГО ХМГ СП 70/81-82 Иванов В.М.	МОГТ 1:50 000	Уточнено геологическое строение Верхне- Шапшинского, Восточно- Фроловского поднятий. Верхне-Шапшинское поднятие подготовлено к поисковому бурению по горизонту "Т."
1981-1982г.г. ПГО ХМГ сп 12/81-82 Иванов В.М.	МОГТ 1:50 000	Уточнено геологическое строение Средне- Шапшинского, Западно- Салымского поднятий. Средне и Нижне-Шапшинское поднятия подготовлены к поисковому бурению по горизонту "Т".
1983-1984г.г. ГТПГУ, ПГО "ХМГ" сп 70-83-84 Ляхова Л.Г. Рахбари К. И. Иванов В.М. и др.	Площадные работы МОГТ 1:50 000	Уточнено местоположение и конфигурация Приобского поднятия. Выявлен структурный нос на севере площади и вытянутый приподнятый участок в центральной ее части. Выявлена литологически экранированная ловушка на ВерхнеШапшинском поднятии по горизонту Т2. По результатам сейсмостратиграфического анализа и бурения выделены четыре сейсмические фации в неокомских отложениях.
1985г. ПГО "ХМГ" СП 20/84-85 СП 70/84-85 Струль Р.П.	Площадные работы МОГТ 1:50 000	Уточнено тектоническое строение Приобского месторождения. Выявлены и подготовлены Сахалинское, Светлое, Западно-Приобское, Приобское, Ханты- Мансийское, Западно- Сахалинское, ЮжноСахалинское поднятия.

Продолжение таблицы 1.1

1985г. ПГО "ХМГ" СП 9/84-85	Площадные работы МОГТ 1:50 000	Детализированы Нялинская, Западно-Нялинская и Сыньеганская локальные поднятия.
1985г. ПГО "ХМГ" СП 79/84-85 Струль Р. П., Стародубцева Н. И., Рахбари К. И. и др	Площадные работы МОГТ 1:50 000	Детализированы Гамбитовая, Ханты-Мансийская, ЮжноСеляировская положительные структуры. 1986г
1986г. ПГО "ХМГ" СП 20/85-86 СП 70/85-86 Салькова Л.Ф. Галаган Е.А.	Площадные работы МОГТ 1:50 000	Подготовлено к бурению Метельное поднятие. Закартировано и подготовлено к поисковому бурению северное продолжение Приобской зоны. Выделены по горизонту Т2 предполагаемые структурностратиграфические ловушки. Обработка данных МОГТ по комплексу "залежь" позволила установить 5 сейсмических образов записи, соответствующих различным типам строения пластов группы АС10(0)-АС11(2).
1987г. ПГО "ХМГ" СКП 74/85-86 СКП 76/85-86 Устюжанина В.В.	Выполнены работы ВСП на 11 скважинах на Приобской (скв. NN 185, 236, 240), Галяновской №18, Петелинской (№9), ЗападноЛовинской (№30), Конитлорской (№184), Русскинской (№228), Хеттинской (№122), Родниковой (№№30,67) площадях.	Получено 16 сейсмограмм ВСП. По материалам ВСП проведена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов. Построено 11 сейсмогеологических разрезов. Получены значения средних и пластовых скоростей, величины горизонтального градиента на Приобской, Родниковой и Русскинской площадях. Проведено обобщение данных сейсмокаротажа на Приобской площади.
1988г. ПГО "ХМГ" СП 12-85/87-88 Салькова Л. Ф.	Площадные работы МОГТ 1:50 000	Выявлены и детализированы Фроловская, Восточно- Фроловская, Новофроловская, СевероФроловская, Восточно- ХантыМансийская, Мало- Фроловская, Верхне- Шапшинская, Ельковская, Варовая, Высокоостровская,

Продолжение таблицы 1.1

		Южно-Селяировская структуры.
1988г. «Запсибнефтегеофизика»	Площадные работы МОГТ	Уточнение тектонического строения Приобской площади
1994г. «ТНГФ» СП 10/94-95	Площадные работы МОГТ	Уточнение тектонического строения Приобской площад
2004г. ОАО «ТНГФ»	Площадные работы МОГТ	Уточнение тектонического строения Приобской площади

Выполненные съемки МОГТ 2D дали первые результаты по изучению геологического разреза с детальностью, обеспечиваемой масштабом съемки 1:50000. Это позволило уточнить структурно-тектоническое районирование. Вышеуказанные съемки ориентировали все последующие сейсмические детальные исследования 3D.

По состоянию 01.01.2007 лицензионный участок «НК-Роснефть» покрыт сетью сейсмических профилей 2D в объеме 1400 пог.км.

Детальная сейсморазведка 3D проведена на площади 973 км<sup>2</sup>, расположенной в центральной и южной части лицензионной территории:

- “Южный куб”, съемка, выполненная “Запсибнефтегеофизикой” в 1988 г.
- “Центральный куб”, съемка, выполненная “Хантымансийскгеофизикой” в 1988 г.
- “Северный куб”, съемка, по заказу ОАО “Юганскнефтегаз” и компании АМОКО, выполненная “Тюменнефтегеофизикой” и фирмой Western Geophysical Company в 1995 г.
- “Восточный куб”, съемка, выполнена ОАО «Тюменнефтегеофизика» в 2003-2004гг.

Следует отметить, что месторождение по площади и в разрезе изучено с разной степени детальности. Наименее разведан северный и северо-западный участок, занимающий территорию Горшковской площади, где пробурены

единичные разведочные скважины и по редкой сети отработаны сейсмические профили МОГТ [2].

На лицензионном участке «Газпром нефть» пробурено 76 поисково-разведочных скважин, в том числе поисковых - 13. Распределение скважин по площадям следующее: 29 (в том числе 1 поисковая) - на Приобской площади, 6(4) – на Фроловской, 16(5) – на ВосточноФроловской, 18(2) – на Восточно-Эргинской, 4 – на Эргинской и 3(1) скважины на ВерхнеШапшинской и Средне-Шапшинской площадях. Суммарная проходка поисково-разведочных скважин составляет 216682 м, в том числе поисковых скважин – 38816 м.

В рамках утвержденного геологического задания оценки перспективных поисковых объектов на всей территории лицензионного участка НК «Газпром нефть» была проведена переобработка сейсмических материалов 2Д прошлых лет в объеме 3 625 пог.км. С учетом региональной каркасной сети профилей МОГТ в сеймостратиграфическую интерпретацию для создания двумерных сейсмогеологических моделей выявленных поисково-разведочным бурением залежей были вовлечены данные более 5000 пог.км профилей 2Д. В результате, к концу 2002 года был представлен совместный с ЗапСибГеоНАЦ отчет по «Созданию цифровой базы сейсмических и промыслово-геофизических данных, оценке ресурсной базы и оперативному подсчету запасов Южно-Приобского лицензионного участка». В отчете были представлены результаты оперативного подсчета запасов УВ по двумерным геологическим моделям 13 подсчетных объектов ранее выявленных залежей нефти в продуктивных горизонтах АС7-8, АС9, АС10, АС11, АС12 и составлен прогноз ресурсной базы по поисковым объектам в юрских отложениях.

На Л.У. «Газпром нефть» (лицензионный блок №12-1), по состоянию на ноябрь 2006 года, произведена сейсмическая съемка 3Д в объеме 800 кв. км в сезон 2001-2003 годов (центральный и северо-восточный сектора), 109 кв. км в сезон 2003-2004 годов (южный сектор), 300 кв. км в сезон 2004-2005 годов, 179 кв. км(север) и 400 кв. км (юг) в сезон 2005-2006гг.

По всем съемкам были проведены обработка и комплексная сейсмогеологическая интерпретация. Вся идеология интерпретации была целиком подчинена обоснованию размещения эксплуатационного бурения, соответственно, планирования и проектирования всей инфраструктуры освоения лицензионного участка. Сейсмогеологические модели являлись базовыми для цифровых геологических и гидродинамических моделей.

Интерпретацию сейсмических данных по Л.У. «Газпром нефть» выполнила ООО НППГМ "Геосейс".

На территории Верхне-Шапшинской площади, Л.У. «Руснефть», общая протяженность сейсмопрофилей 2D, в границах ЛУ, составила 590 пог.км, их плотность – 1,2 км/км<sup>2</sup> при среднем расстоянии между ними 1,3×1,9 км/км, в т.ч. на севере – 0,9×1,5 км/км, на юге – 2,2×3,1 км/км.

На территории рассматриваемого ЛУ пробурено 15 поисково-разведочных скважин, плотность сети разведочных скважин составляет в среднем 33,6 км<sup>2</sup>/скв при среднем расстоянии между скважинами – 5,8 км. Весьма слабо охваченной разведочным бурением осталась южная часть ЛУ.

На территории Средне-Шапшинской, Л.У. «Руснефть», площади общая протяженность сейсмопрофилей 2D в границах ЛУ составила 440 пог.км, по площади они расположены относительно равномерно, но их плотность очень низкая – 0,68 км/км<sup>2</sup>.

На территории рассматриваемого ЛУ пробурено 13 поисково-разведочных скважин, плотность сети разведочных скважин составляет в среднем 33,6 км<sup>2</sup>/скв при среднем расстоянии между скважинами – 5,0 км.

## 2. ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Литолого- стратиграфический разрез

В тектоническом отношении Приобское месторождение приурочено к Сургутскому своду, самой крупной положительной структуре первого порядка. Месторождение расположено в его юго-западной части.

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной (более 3000 м) толщей осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пермотриасового возраста (Приложение 1). Интерес представляют осадочные мезозойскокайнозойские отложения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность. Это в основном, нижнемеловые отложения готеривбарремского возраста и юрские отложения.

В пределах Ханты-Мансийского района, где расположено месторождение, разрез в целом однотипен и на разных участках отличается только в деталях, поэтому при характеристике его строения использовались и данные по соседним площадям (Салымской, Приразломной). Разрез месторождения состоит из четырех литологических систем: Доюрской, Юрской, Меловой, Четвертичной.

**Доюрская система** залегающая, по данным сейсморазведки на глубинах 3200-3300 м, состоит из консолидированного фундамента и промежуточного комплекса, включающего в этом районе среднепалеозойские и триасовые образования. Образования фундамента представлены гранит-порфиритами, кварцевыми порфиритами, туфогравелитом пестрым, гравелитом серым, опесчаненным, крепким, кварцевым. Кварцевые порфиры светло-серые, порфириты темно-зеленые, очень крепкие, участками хлоритизированные, разбитые трещинами, которые заполнены кристаллическим карбонатом.

Породы доюрского основания разбиты многочисленными разрывными нарушениями, сильно кливажированными. С поверхностью пород доюрского основания связан сейсмический отражающий горизонт «А».

Нередко присутствует промежуточный комплекс пород, представленных различного рода эффузивными породами триаса.

Промежуточный комплекс пород представлен метаморфизированными известняками девонского и каменноугольного возраста и различного рода эффузивными породами триаса. Вскрытая мощность доюрских образований составляет 10-96 м.

**Юрская система** отложений рассматриваемого месторождения выделяет два комплекса пород: нижний континентального генезиса и верхний – морского. Нижний комплекс - тюменская свита. Верхний комплекс группируется осадками абалакской и баженовской свит позднеюрского возраста.

Тюменская свита залегает в основании платформенного чехла и перекрывается верхнеюрскими отложениями. Свита, сложена довольно неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов) и бурых углей. В целом отложения тюменской свиты можно разделить на три подсвиты.

Нижнюю подсвиту слагают песчаники, переслаивающимися с алевролито-глинистыми породами, а также пропластками бурых углей толщиной от одного до шести метров. Песчаники светло-серые, мелко- и среднезернистые. В разрезе песчаноалевролитовые осадки группируются в пласты ЮС9, ЮС8, ЮС7, крайне невыдержанные по площади. Общая толщина подсвиты изменяется от 80 до 100 м.

Средняя подсвита, характеризуется преобладанием глинистых пород, которые сложены сильно алевролитистыми аргиллитами с прослоями как песчанников, так и алевролитов с пропластками линз бурых углей. Средняя подсвита отличается повышенной углефикацией разреза. Песчано-

алевритовые осадки подсвиты формируют пласты ЮС6, ЮС5. Общая толщина подсвиты 70 - 100 м.

В разрезе верхней подсвиты, особенно верхней ее части, преобладают песчаники и алевролиты, чередующиеся с глинистыми осадками и линз бурых углей. Песчано-алевритовые осадки формируют пласты ЮС4, ЮС3 и наиболее четко выделяемый и прослеживаемый по площади пласт ЮС2, залегающий в кровле подсвиты. Отложения тюменской свиты вскрыты в пределах Приобского месторождения на глубинах 2806-2973 м. Вскрытая толщина свиты изменяется от 100 - 120 м.

Абалакская свита представлена темно-серыми, почти черными аргиллитами плотными, массивными, алевритистыми, местами известковистыми, глауконитовыми с остатками раковин пелиципод, рострами белемнитов, образовавшимися в условиях нормального морского режима. В основании встречаются песчаники, алевролиты, оолитовые сидериты. Толщина свиты 17-32 м.

Баженовская свита сложена в основном аргиллитами темно-серыми, почти черными с коричневатым оттенком, преимущественно тонкослоистыми до листоватых, прослоями массивными, битуминозными, слюдистыми с очень подчиненным значением известняков и мергелей. Для разрезов свиты характерна следующая закономерность - в верхней части чаще встречаются бурые породы, в средней черные, а в нижней карбонатные или породы с аутигенным кремнеземом. Для пород баженовской свиты характерно присутствие обильных включений пирита, обугленного растительного детрита и фауны аммонитов, пелиципод, фораминифер и радиолярий. Залегание пород баженовской свиты почти горизонтальное и кровля ее четко фиксируется на Приобской площади, мощность свиты составляет 26-38 м.

**Меловая система** на территории Приобского месторождения развита повсеместно и представлена двумя отделами нижним и верхним. Нижний отдел представлен ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской свитами. Верхний отдел представлен верхами ханты-мансийской



свиты, континентальными отложениями уватской и морскими отложениями кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Ахская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита, в свою очередь, по литологическому составу делится на четыре части. Непосредственно на битуминозных аргиллитах баженовской свиты залегает пачка темно-серых, почти черных аргиллитов (подачимовская). Аргиллиты этой пачки слабоалевритистые, слюдистые, известковистые, прослоями битуминозные. Толщина подачимовской пачки не более 20 м. Выше залегает ачимовская толща, представленная обычно довольно сложным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, слюдистые с глинисто-карбонатным цементом, с включением углистого детрита. Песчаные пласты не выдержаны по простиранию и в разрезе имеют линзовидный характер залегания. Толщина ачимовской толщи до 80 м. Ачимовская толща перекрывается аргиллитами темно-серыми, алевритистыми, иногда известковистыми, содержащими прослой песчаников и алевролитов. На плоскостях наслоения отмечается обугленный растительный детрит.

Викуловская свита характеризуется присутствием обильного растительного детрита. Толщина викуловской свиты на Приобском месторождении колеблется от 264 м на западе до 26 м на северо-востоке, минимальные толщины приурочены к приподнятым частям структуры, максимальные к погруженным.

Ханты-Мансийская свита представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород, причем в нижней части преобладают глинистые разности, в верхней песчано-алевритовые. Глины темно-серые, плотные, аргиллитоподобные, алевритистые, слюдистые, с прослоями глинистых известняков и сидеритов. Алевролиты и песчаники светло-серые и серые, глинистые, не очень крепкие, слюдистые, с прослоями глин. Для пород свиты характерно обилие углистого детрита. Толщина

отложений ханты-мансийской свиты колеблется в небольших пределах от 292 до 306 м.

Уватская свита сложена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов слабосцементированных, глинистых, полевошпатово-кварцевых, песчаников и алевролитов, а также глин аргиллитоподобных, зеленовато-серых и темно серых. Характерно наличие обугленных и ожелезненных растительных остатков, углистого детрита, янтаря, встречаются единичные фораминиферы. Толщина свиты изменяется от 283 м на западе до 301 м на востоке.

Кузнецовская свита сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями глауконитовых алевролитов и редко песчаников. Отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб, углефицированные растительные остатки, фауна фораминифер и пелиципод. Толщина кузнецовской свиты изменяется в небольших пределах от 49м до 63 м. Наблюдается некоторое увеличение толщин на западе и на севере месторождения.

Атлымская свита сложена песками серыми мелко и среднезернистыми, преимущественно кварцевыми, с включениями растительных остатков и древесины, с прослойками бурого угля и глин серых, алевролитистых. Толщина свиты составляет 50-60 м.

Новомихайловская свита представлена неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Пески серые, светло-серые тонко и мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые с включениями растительных остатков. Глины и алевролиты серые, коричневатые-серые с включениями обломков древесины и прослойками угля. Толщина свиты до 80 м.

Туртасская свита представлена глинами и алевролитами зеленовато-серыми, тонкослоистыми, с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков. Толщина свиты составляет 170 м.

**Четвертичная система** представлена в нижней своей части неравномерным чередованием песков серых разномзернистых с глинами

зеленовато и буровато-серыми, песчанистыми, лессовидными суглинками и супесями. В верхней части болотные и озерные отложения: торф, ил, глины, суглинки и супеси. Для четвертичных отложений характерна пресноводная фауна. Толщина отложений свиты 70-100 м.

В приложении №1 представлена сводная литолого-стратиграфическая колонка.

## 2.2 Тектоника

Западно-Сибирская плита (ЗСП) представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогибания, сложенный, главным образом, терригенными платформенными формациями триасового – палеогенового возраста, с прерывистым по площади развитием маломощных неогеновых и антропогеновых осадков. Толщина осадочного чехла, залегающего несогласно на гетерогенном фундаменте, возрастает от районов обрамления впадины к центру до 9 км.

В соответствии с представлениями ведущих специалистов по тектонике ЗапСибНИГНИ (Нестеров И.И., Бочкарев В.С. и др.) в строении ЗСП выделяется два структурно-формационных комплекса: геосинклиональный и платформенный.

По мнению других исследователей (Куликов П.К. и др.) на границе этих комплексов, видимо, необходимо выделить промежуточный, или параплатформенный комплекс.

Таким образом, следует полагать, что в районе работ выделяются три структурных этажа, имеющих прерывисто-скользящие границы, т.е.:

- фундамент;
- промежуточный этаж;
- осадочный чехол.

Нижний этаж, или фундамент, сформировался в палеозойское время и соответствует геосинклинальному этапу развития современной платформы.

Средний этаж, образовавшийся, видимо, в пермотриасовое время, по условиям формирования является парагеосинклинальным.

Нижний и средний этажи глубоким бурением изучены слабо.

Верхний структурный этаж сформировался в мезозойско-кайнозойское время в обстановке длительного и устойчивого прогибания ЗСП и по своему тектоническому строению характеризуется слабой дислоцированностью и отсутствием метаморфизма горных пород. Этот этаж на современном этапе геологического изучения ЗСП является объектом детальных поисково-разведочных работ. Именно с ним связаны основные скопления углеводородов.

Согласно тектонической карте мезокайнозойского платформенного чехла ЗападноСибирской геосинеклизы (ред. Шпильман В.И., 1998) (Рис. 2.2), Приобская структура расположена во Фроловской впадине между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной. Все структуры первого порядка осложнены валообразными и куполовидными поднятиями второго порядка и отдельными локальными антиклинальными структурами. Локальные поднятия являются унаследованными и характеризуются небольшими углами падения до  $1,0-1,5^\circ$ . Амплитуда локальных поднятий по нижним горизонтам чехла достигает 150 м. Вверх по разрезу они заметно выполаживаются, и амплитуда существенно сокращается.

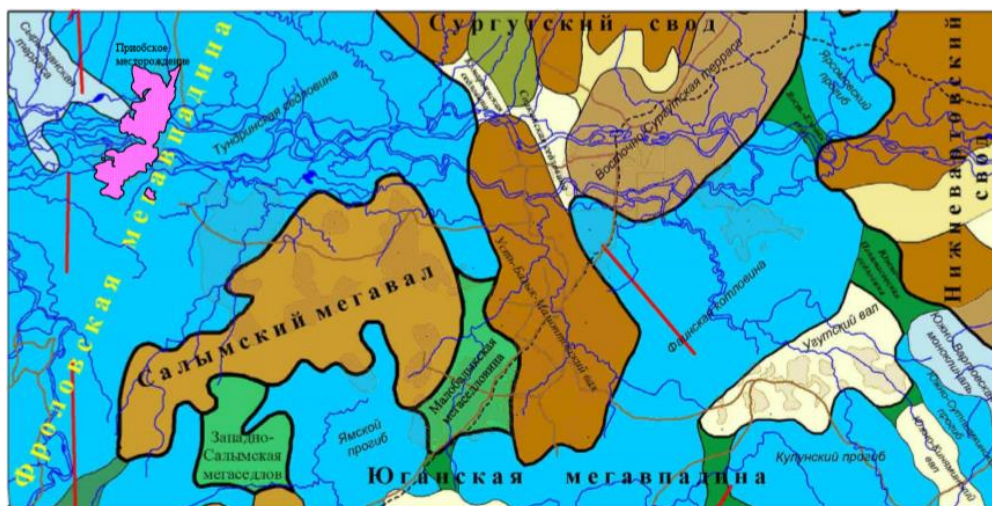


Рисунок 2.2- Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, 1998 г. (под редакцией В.И. Шпильмана).

Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А».

На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы, выделенные ранее: в юго-западной части карты – Селияровское, Западно-Сахалинское, Светлое поднятия; в северо-западной – Восточно-Селияровское, Крестовое, Западно-Горшковское поднятия, осложняющие восточный склон ЗападноЛяминской зоны поднятий; в центральной части Западно-Сахалинский прогиб, восточнее его Горшковское и Сахалинское поднятия, осложняющие, соответственно, Среднеляминский вал и Сахалинский структурный нос.

Современный структурный план юрских отложений изучен по горизонту «Б» и «Т2». Наиболее достоверной и информативной картой является структурная карта по опорному отражающему горизонту «Б».

На исследуемой территории горизонт «Б» погружается с запада на восток от минус 2700 м на Сыньеганском поднятии до минус 2980 м на Северо-Тундринском прогибе, разделяющем Сахалинский и Студеный структурные мысы, а затем воздымается в северо-восточном направлении до минус 2800 м на Студеном и до минус 2740 м – на Маслиховском поднятиях.

В юго-западной части площади по отражающему горизонту «Б» изогипсами минус 2740 м и минус 2760 м отмечается восточный склон Селияровского поднятия, а в восточном направлении от него изогипсой минус 2920 м оконтуривается Светлое поднятие. ЗападноСахалинское поднятие отрисовывается изогипсой минус 2840 м в виде структурного носа.

В северо-западной части карты, на месте Крестового поднятия отображается структурный нос северо-восточного простирания. Юго-восточнее от него изогипсой минус 2820 м отрисовывается структурный нос субмеридионального простирания, в пределах которого фиксируется Западно-Горшковское поднятие. Южнее на структурной террасе изогипсой минус 2800 м оконтуривается Восточно-Селияровское поднятие.

К востоку от Восточно-Селияровского поднятия на площади структурного носа, выделяемого по изогипсе минус 2840 м, изогипсой минус

2820 м оконтуривается вершина малоамплитудного Южно-Горшковского поднятия.

Далее на восток изогипсой минус 2840 м выделяется Горшковское поднятие, представляющее собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания.

В южном направлении от Горшковского поднятия в пределах структурного носа, фиксируемого по изогипсе минус 2940 м, локализован безымянный купол.

В восточной части карты выделяется Северо-Тундринский прогиб, простирающийся в северо-западном направлении. Наиболее погруженная часть прогиба отмечена изогипсой минус 2980 м.

Для более детального освещения тектонического строения района работ следует подробнее остановиться на морфологии структур по отражающему горизонту «Дб», который сопоставляется с кровлей быстринской пачки.

Приобское, крупное по площади, куполовидное поднятие представляет собой антиклинальную изометричную складку с локальным осложнением в южной части. В пределах оконтуривающей изогипсы минус 2240 м размеры поднятия составляют 5,3х4,8 км, амплитуда 20 м.

Западно-Приобское малоамплитудное поднятие характеризуется субширотным простиранием и по изогипсе минус 2260 м имеет размеры 3,8х1,5 км и амплитуду 10 м. На западе площади изогипсой минус 2260 м оконтуривается Ханты-Мансийская брахиантиклинальная складка северо-западного простирания, имеющая размеры 8,4-4,0 км и амплитуду 28 м.

Севернее Приобского поднятия изогипсой минус 2300 м оконтуривается Светлое поднятие субмеридионального простирания с размерами 2,7х1,6 км и амплитудой 25 м.

Западно-Сахалинская брахиантиклинальная складка ориентирована в северо-восточном направлении и по замыкающей изогипсе минус 2260 м имеет размеры 6,1х1,8 км и амплитуду 30 м.

Поскольку южная часть месторождения слабо изучена сейсморазведкой, то вблизи скважины 291 только условно можно выделить безымянное поднятие с размерами 7,5х4,0 км.

Безымянное локальное поднятие в районе скважины 181 по изогипсе минус 2240 м имеет размеры 8,0х2,1 км, амплитуду 18 м.

Восточно-Селияровская приподнятая зона в анализируемом районе частично оконтуривается незамкнутой сейсмоизогипсой минус 2280 м, в пределах которой замыкающей изогипсой минус 2260 м выделяется два локальных купола с размерами 8,4х3,0 км и 2,9х1,7 км и амплитудой от 10 до 20 м.

Вблизи скважины 606 по изогипсе минус 2260 м оконтуривается малоамплитудная изометричной формы структура с размерами 4,5х4,0 км и амплитудой 10 м.

Селияровская площадь слабо изучена сейсморазведкой и здесь по редкой сети профилей лишь прогнозируется куполовидное поднятие (Селияровское поднятие подтверждается структурным планом по отражающему сейсмическому горизонту «Б». По условно выбранной оконтуривающей сейсмоизогипсе минус 2240 м). Структура имеет размеры 5,8х3,1 км (условно).

Новообская структура вытянута в субмеридиональном направлении, оконтурена изогипсой минус 2240 м, и размеры ее составляют 22,8х7,5 км, а амплитуда 60 м.

В связи со слабой изученностью сейсморазведкой западной части площади, севернее Селияровской структуры условно выделяется куполовидное безымянное поднятие.

Выше указанные особенности тектонического строения изучаемой территории подтверждаются при изучении структурных карт по различным горизонтам. В качестве опорных поверхностей принимались кровли черкашинской свиты, быстринской пачки, алымской, викуловской, ханты-

мансийской, уватской, кузнецовской, березовской, ганькинской и талицкой свит.

По кровле черкашинской свиты изогипсой минус 2150 м выделяется малоамплитудное Приобское локальное, а изогипсой минус 2110 м Ханты-Мансийское и Новообское поднятия, амплитуда которых, соответственно, 5, 7, 9 м. На фоне общего погружения Приобской структурной зоны в восточном направлении изогипсой минус 2130 м оконтуривается небольшой приподнятый участок в районе скважины 333, а изогипсой минус 2120 м Безымянное локальное поднятие в районе скважины 181. Далее в восточном направлении выделяется структурный нос, а Светлое, Западно-Сахалинское, ВосточноСелияровское поднятия сглаживаются и не отображаются.

В пределах Селияровской и Новообской структур на карте по кровле алымской свиты изогипсой минус 1890 м отрисовываются две вершины в районах скважин 15 и 266. На востоке изучаемой площади фиксируется структурный нос. Изогипсой минус 1950 м выделяется Приобское локальное поднятие, а изогипсой минус 1880 м –Ханты-Мансийское поднятие.

По кровле викуловской, ханты-мансийской и уватской свит структурный план, в основном, сохраняется, и только по кровлям двух последних свит сглаживается и не отображается Селияровская структура, а по кровле уватской свиты – Приобская структура.

Вверх по разрезу Новообская структура выполаживается и по кровле кузнецовской, березовской, ганькинской и талицкой свит не выделяется. Для описываемых выше структур так же, как и в целом для структур Западно-Сибирской плиты, свойственен унаследованный характер развития с постепенным выполаживанием тектонических элементов вверх по разрезу.

По кровле березовской, ганькинской и талицкой свит Приобская структурная зона представляет собой пологую моноклиналь, погруженную в восточном направлении. На фоне общего погружения выделяются малоамплитудные Приобское и Ханты-Мансийское локальные поднятия.



## 2.3 Нефтегазоносность

Этаж нефтегазоносности на Приобском месторождении охватывает толщу осадочных пород от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км, но все же основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в отложениях неомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неомскими породами является то, что они имеют мегакосослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м) за счет выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаднения осадков в открытом глубоком море. По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зональные репера), так содержащихся между ними песчано-алевролитовых пород.

При подсчете запасов в составе мегакомплекса продуктивных неомских отложений выделено 11 продуктивных пластов: АС12/3, АС12/1-2, АС12/0, АС11/2-4, АС11/1, АС11/0, АС10/2-3, АС10/1, АС10/0, АС9, АС7. Пачка продуктивных пластов АС12 залегает в основании мегакомплекса и является его наиболее, с точки зрения формирования, глубоководной частью. В ее составе выделено три пласта АС12/3, АС12/1-2 и АС12/0, которые разделяются между собой относительно выдержанными на большей части площади глинами, мощность которых колеблется от 4 до 10 м.

Оценка запасов нефти Приобского месторождения выполнена в целом по пластам без дифференциации по залежам.

Балансовые запасы нефти Приобского месторождения оценивались объемным методом.

Основой для расчета моделей пластов являлись результаты интерпретации ГИС. При этом в качестве граничных значений коллектор-неколлектор были приняты следующие оценки параметров пластов:  $K_{оп} \geq 0,145$ , проницаемость  $\geq 0,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Из коллекторов и, следовательно, подсчета запасов исключались зоны пластов, в которых значения указанных параметров были меньше кондиционных.

При подсчете запасов использовался метод перемножения карт трех основных подсчетных параметров: эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности. Эффективный нефтенасыщенный объем рассчитывался отдельно по категориям запасов.

Выделение категорий запасов выполнено в соответствии с «Классификацией запасов месторождений ...» (1983 г.). В зависимости от изученности залежей Приобского месторождения запасы нефти и растворенного газа в них подсчитаны по категориям В, С1, С2. Запасы категории В выделены в пределах последних скважин эксплуатационных рядов на левобережном разбуренном участке месторождения. Запасы категории С1 выделялись на участках, изученных разведочными скважинами, в которых были получены промышленные притоки нефти или имелась положительная информация по ГИС. Запасы в неизученных бурением зонах залежей классифицировались по категории С2. Граница между категориями С1 и С2 проводилась на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (500x500 м), как это и предусмотрено «Классификацией ...».

Оценка запасов завершалась перемножением полученных объемов нефтенасыщенных коллекторов по каждому пласту и в пределах выделенных категорий на плотность дегазированной при ступенчатой сепарации нефти и пересчетный коэффициент. Следует отметить, что они несколько отличаются от принятых ранее. Связано это, во-первых, с исключением из расчетов скважин, расположенных далеко за пределами лицензионного участка, а, во-вторых, с изменениями индексации пластов в отдельных разведочных скважинах в результате новой корреляции продуктивных отложений.

Балансовые запасы нефти, утвержденные ГКЗ, по категории С1 составляют 1827,8 млн. т., извлекаемые - 565,0 млн. т. При коэффициенте нефтеизвлечения 0,309 с учетом запасов в охранной зоне под поймами рек Обь и Большой Салым.

Балансовые запасы нефти категории С2 составляют 524073 тыс. т., извлекаемые - 48970 тыс. т. при коэффициенте нефтеизвлечения 0,093.

Основная залежь АС12/3 вскрыта на глубинах 2620-2755 м и является литологически-экранированной со всех сторон. По площади она занимает центральную террасовидную, наиболее приподнятую часть структурного носа и ориентирована с юго-запада на северо-восток. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8 м до 1,4 м. Дебиты нефти составляют от 1,02 м<sup>3</sup>/сут до 7,5 м<sup>3</sup>/сут при Нд=1327 м. Размеры литологически-экранированной залежи составляют 25,5х7,5 км, высота 126 м.

Залежь АС12/3 в районе скв.241 вскрыта на глубинах 2640-2707 м и приурочена к Ханты-Мансийскому локальному поднятию и зоне его восточного погружения. Залежь контролируется со всех сторон зонами замещения коллекторов. Дебиты нефти невелики и составляют при различных динамических уровнях 0,4-8,5 м<sup>3</sup>/сут. Размеры залежи 18х8,5 км, высота 70 м. Тип залежи литологически-экранированный.

Залежь пласта АС12/3 в районе скв.234 вскрыта на глубинах 2632-2672 м и представляет собой линзу песчаников на западном погружении Приобской структуры. Нефтенасыщенные толщины, как и в предыдущих залежах, максимальные на востоке 6 м и минимальные на западе 1 м. В скв.234 при испытании интервала 2646-2656 м получен приток нефти 13,9 м<sup>3</sup>/сут нефти при Нд=1329 м. Размеры залежи 8,5х4 км, высота 40 м, тип – литологически-экранированный.

Залежь АС12/3 в районе скв.15 вскрыта на глубинах 2664-2689 м в пределах Селияровского структурного выступа. Нефтенасыщенные толщины по ГИС изменяются от 0,4 м до 6,5 м. Размеры литологически-экранированной залежи 11,5х5,5 км, высота до 28 м.

Залежь в районе скв.420 вскрыта на глубине 2732-2802 м. Нефтенасыщенная толщина 5,6 м. Размеры литологически-экранированной залежи 5х4 км, высота 70 м.

Основная залежь АС12/1-2 является самой крупной на месторождении. Вскрыта на глубинах 2536-2728 м. Приурочена к моноклинали, осложненной небольшими по амплитуде локальными поднятиями с зонами перехода между ними. С трех сторон структура ограничена литологическими экранами и лишь на юге (к Восточно-Фроловской площади) коллектора имеют тенденцию к развитию. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне от 0,8 до 40,6 м, при этом зона максимальных толщин (более 12 м) охватывает центральную часть залежи, а также восточную. Дебиты нефти изменяются от 1 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне до 26 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере (скв.235). Размеры литологически-экранированной залежи 45х25 км, высота 176 м.

В пласте АС12/1-2 вскрыты залежи в районе скв. 4Х-М (7,5х7км, высотой 7м) и в районе скв.330(11х4,5км, высотой 9м). Обе залежи литологически- экранированного типа.

Пласт АС12/0 имеет меньшую по размерам зону развития. Основная залежь АС12/0 представляет собой линзообразное тело, ориентированное с юго-запада на северо-восток. Размеры ее 41х14 км, высота 187 м. Дебиты нефти изменяются от 1 м<sup>3</sup>/сут до 48 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях порядка 1500м. Небольшая изолированная залежь выявлена в районе скв.331, размеры ее 5х4,2 км, высота 21 м. Дебит нефти 2,5 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1932 м. Покрышка горизонта АС12 образована мощной (до 60 м) толщей глинистых пород.

Выше по разрезу залегает пачка продуктивных пластов АС11, в состав которой входят АС11/0, АС11/1, АС11/2, АС11/3, АС11/4. Три последних объединены в единый подсчетный объект, имеющий очень сложное строение, как по разрезу, так и по площади. В зонах развития коллекторов, тяготеющих к присводовым участкам, наблюдаются наиболее значительные толщины горизонта с тенденцией увеличения на северо-восток (до 78.6 м в скв.246). На

юго-востоке (скв.151) этот горизонт представлен лишь пластом АС11/2, в центральной части (скв.262) - пластом АС11/3, на севере (скв.246-247) - пластом АС11/2-4. Выделено 8 небольших по размерам и площадям отдельных залежей в пласте АС12/2-4, вскрытых 1-2 скважинами каждая: в районе скв.246(7х4,6 км), 247(5х4,2 км), 251(7х3,6 км), 232(11,5х5 м), 262(4,5х4 км), 271(14х5 км), 151(5,1х3 км) и 293(6,2х3,6 км). Дебиты в диапазоне от 0.4 (скв.252) до 25.5 М<sup>3</sup>/СУТ (СКВ.246) при динамических уровнях 801-1284 м.

Основная залежь АС11/1 является второй по значению в пределах Приобского месторождения. Пласт АС11/1 развит в присводовой части валообразного поднятия субмеридионального простирания, осложняющего моноклиналь. С трех сторон залежь ограничена зонами глинизации, а на юге граница проведена условно. Размеры основной залежи 48х15 км, высота 112 м. Дебиты нефти изменяются от 2,46 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1195 м до 118 м<sup>3</sup>/сут через 8 мм штуцер. Имеется линзовидная залежь в районе скв.151 (5х3,2 км, высотой 7м).

Пласт АС11/0 выявлен в виде изолированных линзовидных тел на северо-востоке и на юге. Толщина его от 8,6 м до 22,8 м. Первая залежь имеет размеры 10,8х5,5 км, вторая 4,7х4,1 м. Обе залежи литологически-экранированного типа, имеют нефтенасыщенные толщины от 2 до 4 м. Характеризуются притоками нефти от 4 до 14 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне.

Горизонт АС10 вскрыт почти всеми скважинами и состоит из трех пластов АС10/2-3, АС10/1, АС10/0.

Основная залежь АС10/2-3 вскрыта на глубинах 2427-2721 м и расположена в южной части месторождения. Тип залежи – литологически-экранированный, размеры 31х11 км, высота до 292 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 15,6 м до 0,8 м. Небольшие литологически-экранированные залежи зафиксированы в районах скважин 243(8х3,5 км) и 295(9,7х4 км). Нефтенасыщенные толщины 1,6-8,4 м. Дебиты нефти 5,7-8,4 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1248 м.

В пределах зон развития пласта АС10/1 в песчаных фациях выделены четыре залежи. Основная залежь АС10/1 вскрыта на глубинах 2374-2492 м. Размеры залежи 38х13 км, высота до 120 м. Южная граница проводится условно. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 11,8 м. Безводные притоки нефти составили от 2,9 при динамическом уровне 1064 м до 6,4 м<sup>3</sup>/сут переливом на 2 мм штуцере. В районе скважин 255, 420, 330 выявлены литологически-экранированные залежи небольших размеров (6х4 км) с нефтенасыщенными толщинами от 0,8 до 5,2 км.

Завершает разрез пачки пластов АС10 продуктивный пласт АС10/0, в пределах которого, выявлено три залежи, расположенные в виде цепочки субмеридионального простирания.

Залежь АС10/0 в районе скв.242 литологически-экранированная. Дебиты нефти составляют 4,9-9 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 1261-1312 м. Размеры 15х4,5 км, высота до 58 м. Залежь АС10/0 в районе скв.239 размерами 9х5 км, высотой 63 м. Нефтенасыщенные толщины от 1,6 до 2,4 м, дебиты 2,2-6,5 м<sup>3</sup>.сут. В районе скв.180 литологически-экранированная залежь размерами 6,2х4,5 м. Нефтенасыщенная толщина 2,6 м. Дебит 25,9 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1070 м.

Горизонт АС9 имеет ограниченное распространение и представлен в виде отдельных фациальных зон, располагающихся на северо-восточном и восточном участках структуры, а также в районе юго-западного погружения.

В районе скв.290 залежь АС9 вскрыта на глубинах 2473-2548 м. Размеры залежи 16,1х6 км, высота до 88 м. Нефтенасыщенные толщины колеблются от 3,2 до 7,2 м. Дебиты нефти составили 1,2-4,75 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 1382-1184 м. На востоке месторождения выявлены три небольших (6х3,6 км) залежи в районе скв.406, 411, 408. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 6,8 м. Все залежи литологически-экранированные.

Завершает неокомские продуктивные отложения пласт АС7, который имеет очень мозаичную картину в размещении нефтеносных и водоносных полей.

Наибольшая по площади Восточная залежь вскрыта на глубинах 2291-2382 м. Ориентирована с юго-запада на северо-восток. Притоки нефти 4,9-6,7 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 1359-875 м. Нефтенасыщенные толщины от 0,8 до 7,8 м. Размеры залежи 46х8,5 км, высота 91 м.

Залежь пласта АС7 В районе скв.331 вскрыта на глубинах 2316-2345 м и представляет собой линзовидное тело дугообразной формы. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 3 до 6 м. Размеры залежи 17х6,5 км, высота 27 м. Тип - литологически-экранированный. Меньшие по размерам литологически- экранированные залежи (в районах скв.290, 230, 243, 255) имеют площади от 19 км<sup>2</sup> до 36 км<sup>2</sup>, нефтенасыщенные толщины 1,2-3,6 м. Дебиты нефти от 1,5 до 5,3 м<sup>3</sup>/сут.

Всего в пределах месторождения открыто 42 залежи. Максимальную площадь имеет основная залежь в пласте АС12/1-2 (1018км<sup>2</sup>), минимальную (10 км<sup>2</sup>) - залежь в пласте АС10/1.

#### 2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Для продуктивных пластов неокомского возраста Приобского месторождения характерны следующие общие черты:

1. Состав алеврито-песчаных пород аркозовый, кварцполевошпатовый.
2. Поровый, пленочный, порово-пленочный цемент, по составу глинистый, реже карбонатно- глинистый.
3. Преимущественно мелкозернистый гранулометрический состав песчаников.
4. Тип коллекторов - поровый.

Горизонт АС12 представлен неравномерным довольно тонким чередованием песчаников и алевролитов с прослоями уплотненных глин. Нередки и прослой карбонатных пород или песчано-алевролитовых разностей с кальцитовым цементом. Содержание песчаной фракции по пластам горизонта составляет 37-40%.

В обломочной части пород коллекторов горизонта АС12 наблюдается преобладание кварца (43,4-46,4%) над полевыми шпатами (40-45,5%) при небольшом количестве обломков пород (10,4-13%), представленных кварцевыми, кремнистыми разностями, эффузивами и сланцами. В глинистом цементе наблюдается довольно значительное содержание каолинита (47,4%). Содержание хлорита 34%, гидрослюды 18,4%.

Породы-коллектора пласта АС12/3 представлены цепочкой песчаных линзовидных тел северо-восточного простирания. Коэффициент песчанистости пласта имеет тенденцию увеличиваться в северо-восточном направлении и колеблется от 0,004 до 0,7 (в среднем 0,29). Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 14 ( $K_{\text{ср}}=5$ ). Средневзвешенная по толщине средняя величина открытой пористости равна 17,5%, проницаемость  $0,001 \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность 58,9%, карбонатность 3,05%.

Породы-коллекторы пласта АС12/1-2, как известно, занимают наиболее обширную территорию на месторождении и наблюдаются в виде мощного субмеридионального вытянутого линзовидного песчаного тела. Коэффициент песчанистости пласта изменяется от 0,04 до 0,63, составляя в среднем 0.29. Коэффициент расчлененности увеличивается с повышением величины эффективной толщины пласта и изменяется в пределах от 1 до 33 ( $K_{\text{ср}}=10$ ).

В распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по пласту АС12/1-2 наблюдается определенная зональность. На востоке отмечается зона коллекторов с наилучшими ФЕС ( $K_p$  более 19% и  $K_{\text{пр}}$  более 10мД) по залежи, для которой характерны и повышенные дебиты нефти вплоть до фонтанов. В следующей за ней зоне преобладают коллектора с пористостью от 17,5 до 19% и  $K_{\text{пр}}$  1-7мД, дебиты изменяются от 2 до 5  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Последняя зона характеризуется  $K_{\text{пр}}$  1мД и  $K_p$  17.5%, дебиты в этой зоне не превышают 2  $\text{м}^3/\text{сут}$  при динамическом уровне.

Средние параметры, характеризующие коллекторские свойства пласта, следующие: пористость 18,5%, проницаемость  $0,005 \text{ мкм}^2$ , остаточная водоносность 55,8%, остаточная нефтенасыщенность 22,8%, карбонатность



3,2%. Содержание алевритовой фракции по пласту составляет 51,3%, песчаной 37,5%.

В целом для пласта АС12/1-2 отчетливо прослеживаются так называемые "каналы" (понижения в палеорельефе, вероятно, с последующим размывом), по которым шла основная транспортировка терригенного материала, где в настоящее время и сконцентрирована основная масса песчаного материала.

Пласт АС12/0 имеет в принципе ту же зону развития, что и нижележащий пласт, но меньшую по размерам. Коэффициент песчанистости пласта изменяется от 0,03 до 0,60, составляя в среднем 0,28. Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 25 ( $K_{рсп}=7$ ). Коллекторские свойства пласта АС12/0 имеют тенденцию улучшаться в восточном направлении. Открытая пористость колеблется в пределах 17,2-20,0%, проницаемость 0,005-0,013 мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность 39,5-75,8%, остаточная нефтенасыщенность 10,6-41,8%, карбонатность 2,2-5,6%, алевритовая фракция составляет 48,3%, песчаная 40,1%.

В целом ФЕС коллекторов пласта АС12 близки между собой, при этом коллектора пласта АС12/3 обладают пониженными значениями.

Горизонт АС11 на Приобском месторождении, как известно, представляет собой огромную субмеридиональную вытянутую линзу, ограниченную практически со всех сторон зонами глинизации. Формирование пород-коллекторов на данной территории происходило, вероятно, большей частью в условиях шельфового мелководья. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,13. Связь  $K_p$  с эффективной толщиной отсутствует. Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 14, составляя в среднем 5. Основная доля среди коллекторов приходится на пропластки менее 1 м – 79,4%. В отличие от горизонта АС12 содержание песчаной фракции здесь несколько больше 43,8%, пласт более однородный  $K_{одн}=1,66$ , лучше отсортированность пород. По составу породообразующих компонентов песчаники аркозового состава с преобладанием кварца (44,2%) над полевыми

шпатами (39,7%) при небольшом количестве обломков пород (15,8%) и слюды (0,6%). Открытая пористость в среднем составляет 19,2%, проницаемость 0,015 мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность 28,9%, карбонатность 2,1%.

Коллекторы пласта АС11/1 приурочены в основном к присводовой части в виде широкой полосы северо-восточного простирания. Коэффициент расчлененности пласта АС11/1 колеблется в пределах от 1 до 14, а среднее его значение равно 8. Для этого пласта также характерно наличие более значительной доли пропластков мощностью от 1 до 4 м - 41,8%, при небольшом преобладании прослоев менее 1 м – 54,3%.

В распределении ФЕС пласта АС11/1 по площади намечается тенденция улучшения коллекторских свойств в северо-восточном направлении. В ряде скважин, пробуренных на северо-востоке, встречаются прослои (зоны) рыхлых песков мощностью до 9 м. Вероятно, залежь пласта АС11/1 формировалась в несколько этапов и такие зоны разуплотнения должны иметь место в ряде других скважин. Пределы изменения открытой пористости по пласту составляют от 17,7 до 22,3 %, проницаемости от 2,2 до 0,0076 мкм<sup>2</sup>, остаточной водонасыщенность меняется от 26,8 до 42,6%, карбонатность от 1,6 до 4,6%. Горизонт АС11 перекрывается довольно мощной пачкой глинистых отложений до 30 м.

Горизонт АС10 сложен чередованием песчаников и алевролитов с глинистыми прослоями. Отмечаются единичные слои и линзы глинистого материала, подчеркивающие тонкую резкую горизонтальную слоистость. Породы – коллектора горизонта АС10 присутствуют в пределах центральной зоны, где приурочены к более погруженным местам присводовой части, а также к юго-западному крылу структуры.

Коллектора пластов АС10/1 и АС10/2-3 в восточной и центральной частях формировались на относительно выровненной территории в условиях мелководной зоны рельефа. По сравнению с пластом АС11/1 здесь были, по-видимому, еще более мелководные условия осадконакопления.

Породы – коллектора пласта АС10/2-3 наблюдаются в виде линзовидных песчаных тел, приуроченных к западному погружению структуры. Общая толщина пласта изменяется от 6,4 до 64 м, эффективная 0,8-15,6 м, коэффициент песчаности 0,11-0,6,  $K_{\text{пес.ср}}=0,38$ . Вероятно в этой залежи в восточном направлении, по аналогии с пластом горизонта АС12, должны возрастать ФЕС коллекторов и наблюдаться укрупнение обломочного материала. По-видимому, песчаные тела пласта АС10/2-3 на западных участках сформированы тремя турбидитными потоками, прослеживаются по максимальным значениям эффективная мощность  $H_{\text{эф}}$  и коэффициент песчаности  $K_{\text{пес}}$ . В целом для пласта АС10/2-3 коэффициент песчаности составляет 0,31, коэффициент расчлененности – 7, пористость – 17,7%. По гранулометрическому составу пласт представляет собой не отсортированные разности (алевритовой и песчаной фракции менее 50%).

Коллектора пласта АС10/1 тяготеют к центральной части площади Приобского месторождения и занимают практически ту же территорию, что и отложения пласта АС11/1 с небольшим смещением границ коллекторов на запад. Эффективная толщина пласта АС10/1 колеблется от 0,4 до 11,8 м. Коэффициент песчаности составляет 0,08-0,7 ( $K_{\text{пес.ср}}=0,30$ ), коэффициент расчлененности - 4. Породы-коллекторы представлены пропластками менее 1м – 74,5% и только 1% приходится на пропластки мощностью более 4 м. Пределы изменения открытой пористости по пласту составляют 19,9-22,6%, проницаемости 0,0022-0,0231 мкм<sup>2</sup>, остаточной водонасыщенности 25,5-34,6%, карбонатности 1,3-2,1%. Коллектора представлены крупнозернистыми алевритами (алевритовой фракции 60,7%).

Коллектора пласта АС10/0 представлены субмеридионально вытянутыми линзами. Общая толщина пласта колеблется в небольших пределах 5,6-14 м с увеличением значений параметра в северном направлении. Изменение эффективной толщины незначительно от 1,6 до 4 м. Коэффициент песчаности повышается в южном направлении от 0,13 до 0,46 ( $K_{\text{пес.ср}}=0,27$ ), расчлененность составляет 4. Пористость пласта 17,5%, карбонатность

2,7%. Покрышка над горизонтом АС10 представлена пачкой глинистых пород, толщина которой изменяется от 10 до 60 м с востока на запад.

Песчано-алевритовые породы пласта АС9 имеют ограниченное распространение и представлены в виде фациальных окон, тяготеющих преимущественно к северо-восточным и восточным участкам структуры (образования мелководной зоны рельефа), а также к юго-западному погружению. Общая толщина пласта составляет 11,2-26,4 м, эффективная 0,4-7,2 м, коэффициент песчаности 0,04-0,53 ( $K_{\text{пес.ср}} = 0,24$ ), коэффициент расчлененности -5. Пористость коллекторов характеризуется коэффициентом – 0,17, проницаемость- 0,012 мкм<sup>2</sup>.

Породы-коллекторы пласта АС7 представлены мозаичным распределением по площади водонасыщенных и нефтенасыщенных линз, имеющих также северо-восточное простирание. Общая толщина изменяется в пределах 7-17 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 1,2-7,8 м, коэффициент песчаности 0,08-0,58 ( $K_{\text{пес.ср}} = 0,3$ ), коэффициент расчлененности - 4. Коэффициент пористости имеет средние значения 0,18-0,19, проницаемость- 0,012 мкм<sup>2</sup>.

## 2.5 Сейсмогеологическая характеристика

На Приобском месторождении проходит региональный сейсмический профиль Р-IX, который пересекает лицензионный участок в субширотном направлении. Результаты региональных исследований легли в основу представлений о мегакосослоистом строении продуктивных комплексов неокома и позволили уточнить структурно-тектоническое районирование. Вышеуказанные съемки ориентировали все последующие сейсмические исследования более детального плана.

Выполненные съемки МОГТ 2D дали первые результаты по изучению геологического разреза с детальностью, обеспечиваемой масштабом съемки 1:50000. Это позволило уточнить структурно-тектоническое районирование.

Вышеуказанные съемки ориентировали все последующие сейсмические детальные исследования 3D.

По состоянию 01.01.2007 лицензионный участок «НК-Роснефть» покрыт сетью сейсмических профилей 2D в объеме 1400 пог.км.

Детальная сейсморазведка 3D проведена на площади 973 км<sup>2</sup>, расположенной в центральной и южной части лицензионной территории:

- “Южный куб”, съемка, выполненная “Запсибнефтегеофизикой” в 1988 г.
- “Центральный куб”, съемка, выполненная “Хантымансийскгеофизикой” в 1988 г.
- “Северный куб”, съемка, по заказу ОАО “Юганскнефтегаз” и компании АМОКО, выполненная “Тюменнефтегеофизикой” и фирмой Western Geophysical Company в 1995 г.
- “Восточный куб”, съемка, выполнена ОАО «Тюменнефтегеофизика» в 2003-2004гг.

Следует отметить, что месторождение по площади и в разрезе изучено с разной степени детальности. Наименее разведан северный и северо-западный участок, занимающий территорию Горшковской площади, где пробурены единичные разведочные скважины и по редкой сети отработаны сейсмические профили МОГТ.

В рамках утвержденного геологического задания оценки перспективных поисковых объектов на всей территории лицензионного участка НК «Газпром нефть» была проведена переобработка сейсмических материалов 2D прошлых лет в объеме 3 625 пог.км. С учетом региональной каркасной сети профилей МОГТ в сеймостратиграфическую интерпретацию для создания двумерных сейсмогеологических моделей выявленных поисково-разведочным бурением залежей были вовлечены данные более 5 000 пог.км профилей 2Д. В результате, к концу 2002 года был представлен совместный с ЗапСибГеоНАЦ отчет по «Созданию цифровой базы сейсмических и промыслово-геофизических данных, оценке ресурсной базы и оперативному подсчету запасов Южно-Приобского лицензионного участка». В отчете были

представлены результаты оперативного подсчета запасов УВ по двумерным геологическим моделям 13 подсчетных объектов ранее выявленных залежей нефти в продуктивных горизонтах АС7-8, АС9, АС10, АС11, АС12 и составлен прогноз ресурсной базы по поисковым объектам в юрских отложениях [3].

### **3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

В исследуемой скважине Приобского месторождения проводился следующий комплекс геофизических исследований (ГИС):

- стандартный каротаж (ПС и КС);
- индукционный каротаж (ИК);
- боковой каротаж (БК);
- микрозондирование (МГЗ+МПЗ);
- радиоактивный каротаж (ГК, ННК-Т).

Отложения мелового возраста в разведочной скважине вскрыты турбинным способом бурения долотами 190 мм на пресной глинистой промывочной жидкости (ПЖ) с плотностью 1,12 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость 25-30 с, водоотдача 7-9 см<sup>3</sup>/30 мин, УЭС 1,0-4,0 Ом·м при пластовой температуре.

Пластовые давления близки к гидростатическим. Температура в исследуемых продуктивных отложениях изменяется от 70 до 95°С.

Данный комплекс ГИС является достаточным для решения качественных задач:

- литологическое расчленение разреза;
- выделения коллекторов и эффективных толщ;
- определение ФЕС пород-коллекторов.

Для того чтобы выделить коллекторы, оценить характер насыщения и определить фильтрационно-емкостные свойства, необходима определённая методика интерпретации данных ГИС, которая должна быть наиболее информативной и качественной.

По описанию керна и данным ГИС продуктивный пласт АС12 Приобского месторождения является терригенным типом коллектора, включающий литологические разности: слабоглинистые и глинистые

песчаники и алевролиты, аргиллиты и глины, плотные прослои песчаников с высоким содержанием карбонатного вещества, угли.

Мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты являются коллекторами на данном месторождении.

Все эти литотипы имеют разные физические свойства и, следовательно, различные диапазоны показаний геофизических методов.

Залежи нефти пластов АС12 относятся к типу литологически-экранированных, коллекторы которых полностью нефтенасыщены.

По максимальному отклонению кривой вправо по гамма-методу (ГК), минимальным значениям микрозондов (МПЗ и МГЗ), бокового и нейтронного методов выделяются аргиллиты и глины.

По высоким показаниям нейтронного и удельного электрического сопротивления выделяются плотные прослои.

Угли выделяются по минимальным значениям ГК и НК и максимальным – по БК.

Тонкие прослои аргиллитов в монолитных песчаниках выделялись по разнице исходных и сглаженных (отфильтрованных) показаний методов ГК и БК.

По комплексу ГИС производилось выделение коллекторов с использованием прямых качественных признаков – проникновение фильтрата ПЖ в коллектор, что приводит к образованию глинистой корки на стенках скважин, положительное приращение МПЗ над МГЗ (по микрозондам), по показаниям электрозондов разной глубинности наблюдается радиальный градиент сопротивлений; а также по количественным признакам – Кп, Кпр, Кгл и т.д.

По дополнительным признакам коллектор выделяется отрицательной амплитудой ПС и минимальными показаниями по гамма-методу ГК. Так как на Приобском месторождении имеются тонко переслаивающиеся проницаемые и непроницаемые пропластки предельного нефтенасыщения коллекторов, кривая ПС значительно сглажена. Поэтому этот метод каротажа



не может использоваться для однозначного разделения пород на коллекторы и неколлекторы в отложениях пластов.

Нефенасыщенные песчаники и алевролиты отмечаются в нижней части пласта АС12-1, в большем объёме пласта АС12-2 (Рис 3.1) и в верхней части АС12-3 (Рис. 3.2).

В пласте АС12-1 песчаники, насыщенные нефтью, имеют следующие показания: ПС от 20 до 44 мВ, БК 15-25 Ом·м, показания МКЗ расходятся в пределах от 5-10 Ом·м, ННК-Т до 1 усл.ед., низкие значения ГК 6-8 мкР/ч.

Сопротивление аргиллитов и вмещающих глин меняется от 2-3 Ом·м до 8-10 Ом·м по электрическим методам, по показаниям радиоактивного каротажа породы отмечаются до 10 мкР/ч, МГЗ и МПЗ имеют схожие показания.

Сопротивление коллекторов меняется от 10 до 50 Ом·м, в зависимости от степени его глинистости.

Основным методом при выделении уплотнённых прослоев является БК (от 20-30 до 100 Ом·м). Также по показаниям градиент зондов отмечаются высокими сопротивлениями. Например, в пласте АС12-1 уплотнённый прослой отмечается в интервале от 2596 – 2602 м и 2616 – 2619 м.

В целом по пластам АС12 отмечаются схожие показания методов.

Соответствующие зависимости для определения фильтрационных параметров приведены в таблице 3.1.

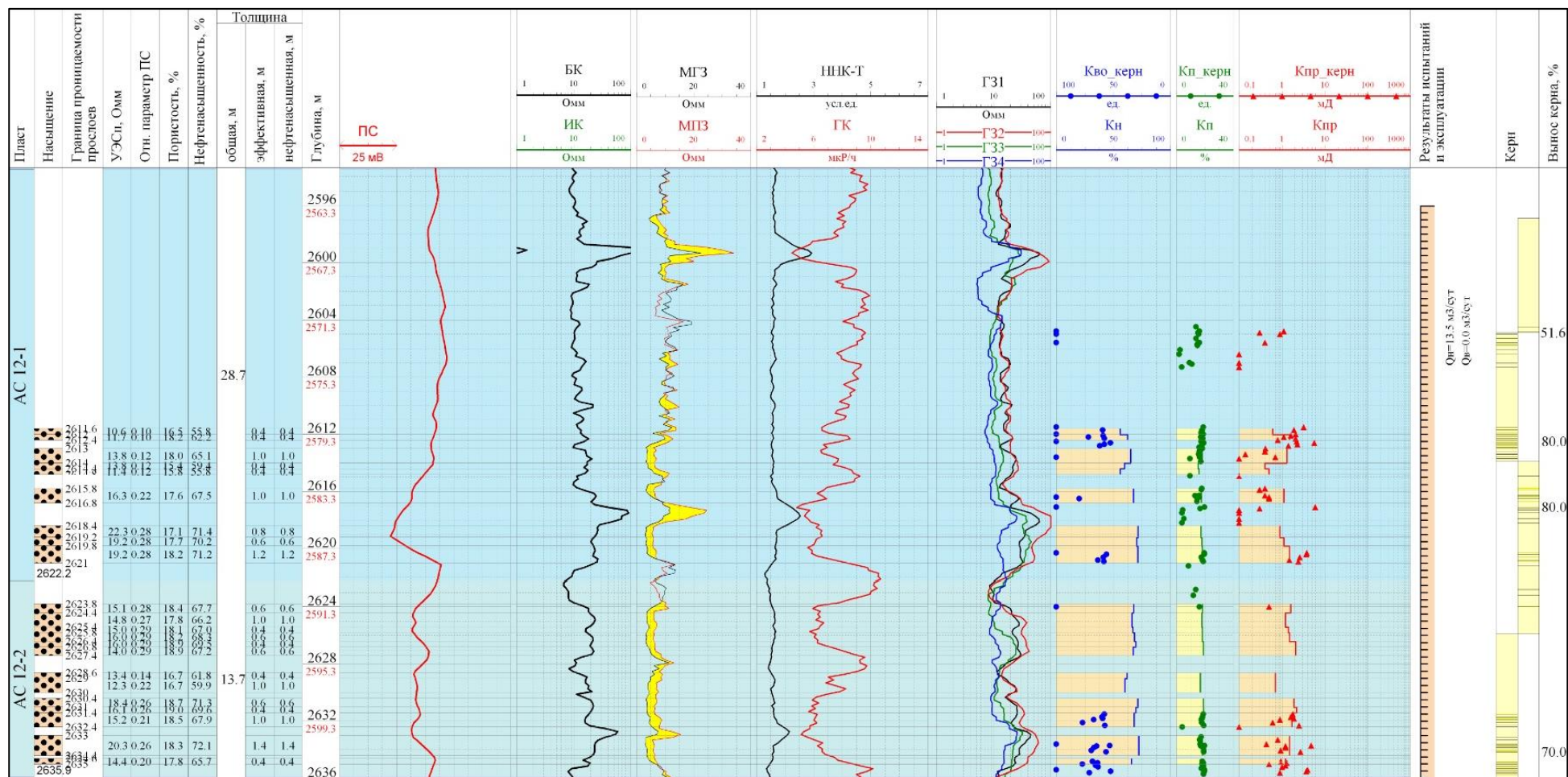


Рисунок 3.1– Геофизические методы исследования Приобского месторождения (пласт АС12-1, АС12-2)

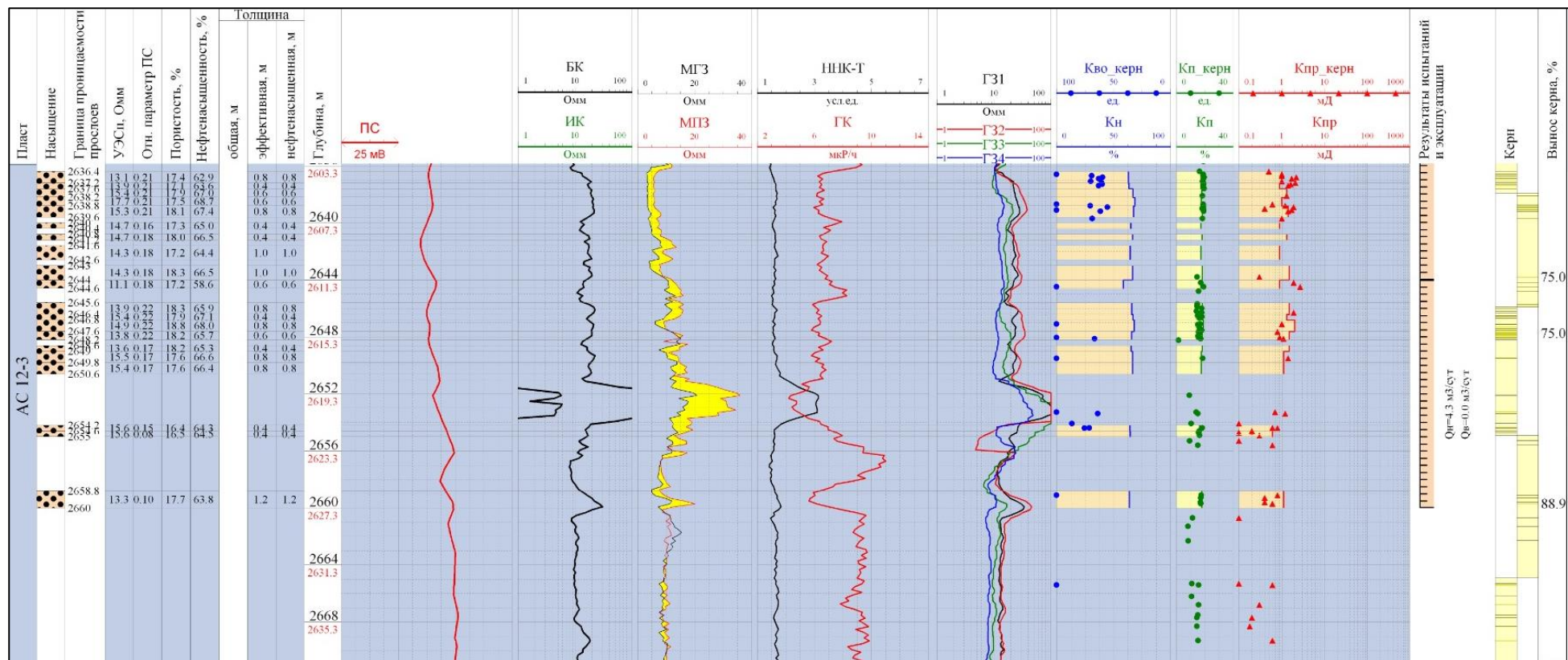


Рисунок 3.2– Геофизические методы исследования Приобского месторождения (пласт АС12-3)

Таблица 3.1 – Уравнения основных петрофизических зависимостей для пласта АС12

Граничные значения, основные зависимости	АС 12
$K_{п.гр}, \%$	14,5
$K_{пр.гр}, мД$	0,4
$K_{во.гр}, \%$	75
$K_{п.эф,гр}, \%$	3,5
$C_{гЛ}=f(DJ_g)$	$C_{гЛ}=0,6692DJ_g^3 - 0,3391DJ_g^2 + 0,2681DJ_g + 0,0055$
$d\Pi=f(K_{п})$	$\delta\Pi=-0,0168K_{п}+2,68$
$K_{пр}=f(K_{п.эф})$	$LgK_{пр}=17.858K_{п.эф}-1.023$
$K_{п,n}=f(J_{н,ст})$	$LgK_{п,n}=-0,0828J_{н,ст}-0,3871$ при $J_{н,ст} \leq 5,1y, e,$
	$LgK_{п,n}=-0,3979J_{н,ст}+1,2199$ при $J_{н,ст} > 5,1y, e,$
$K_{п}=f(K_{п,n})$	$K_{п}=K_{п,n}-K_{гЛ}w_{гЛ},$ где $K_{гЛ}=C_{гЛ}(1-K_{п,n}); w_{гЛ}=0,32$
$K_{п}=f(DT)$	$K_{п}=(\Delta T-165)/(465)- 0,31*K_{гЛ}$
$W_{в}=f(r_{п})$	$LgW_{в}=0,22(Lgp_{п})2-1,061Lgp_{п}+1,72; \quad K_{в}=W_{в}/K_{п}$

## **4. ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

### **4.1. Задачи геофизических исследований**

Чтобы оценить перспективы участка месторождения, необходимо решить следующие геологические задачи с использованием методов геофизических исследований:

- выделить коллекторы;
- литологически расчленить разрез;
- определить ФЕС продуктивных пластов;
- оценить характера насыщения коллекторов;
- определить местоположения ВНК.

### **4.2. Обоснование объекта исследований**

Изучив имеющуюся информацию, разрезы и скважины, был выбран участок на Приобском месторождении (рис.4.1) и (рис.4.2), на котором будет целесообразно проектировать разведочную скважину.



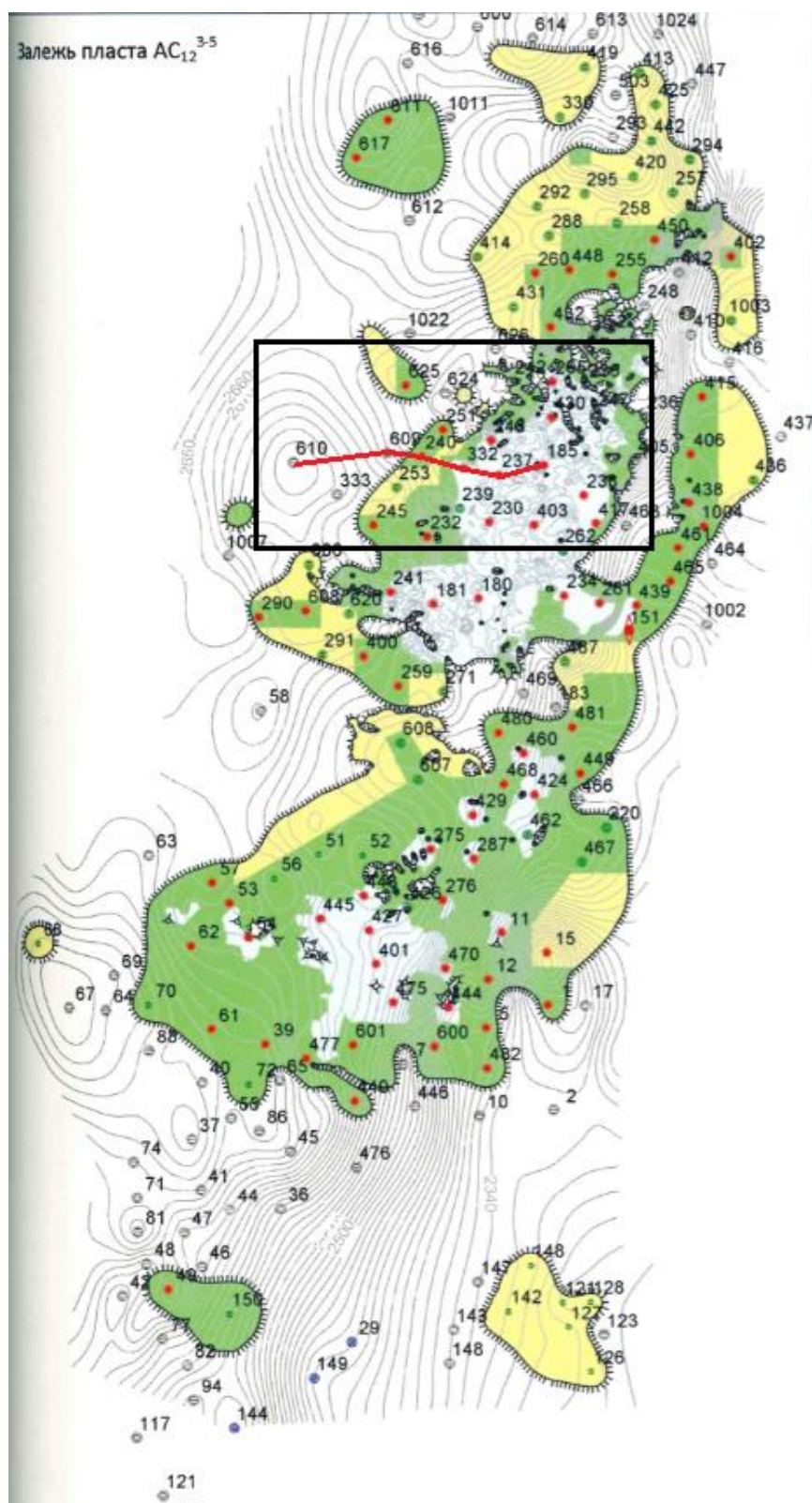


Рисунок 4.1-Участок на Приобском месторождении с разрезом I-I

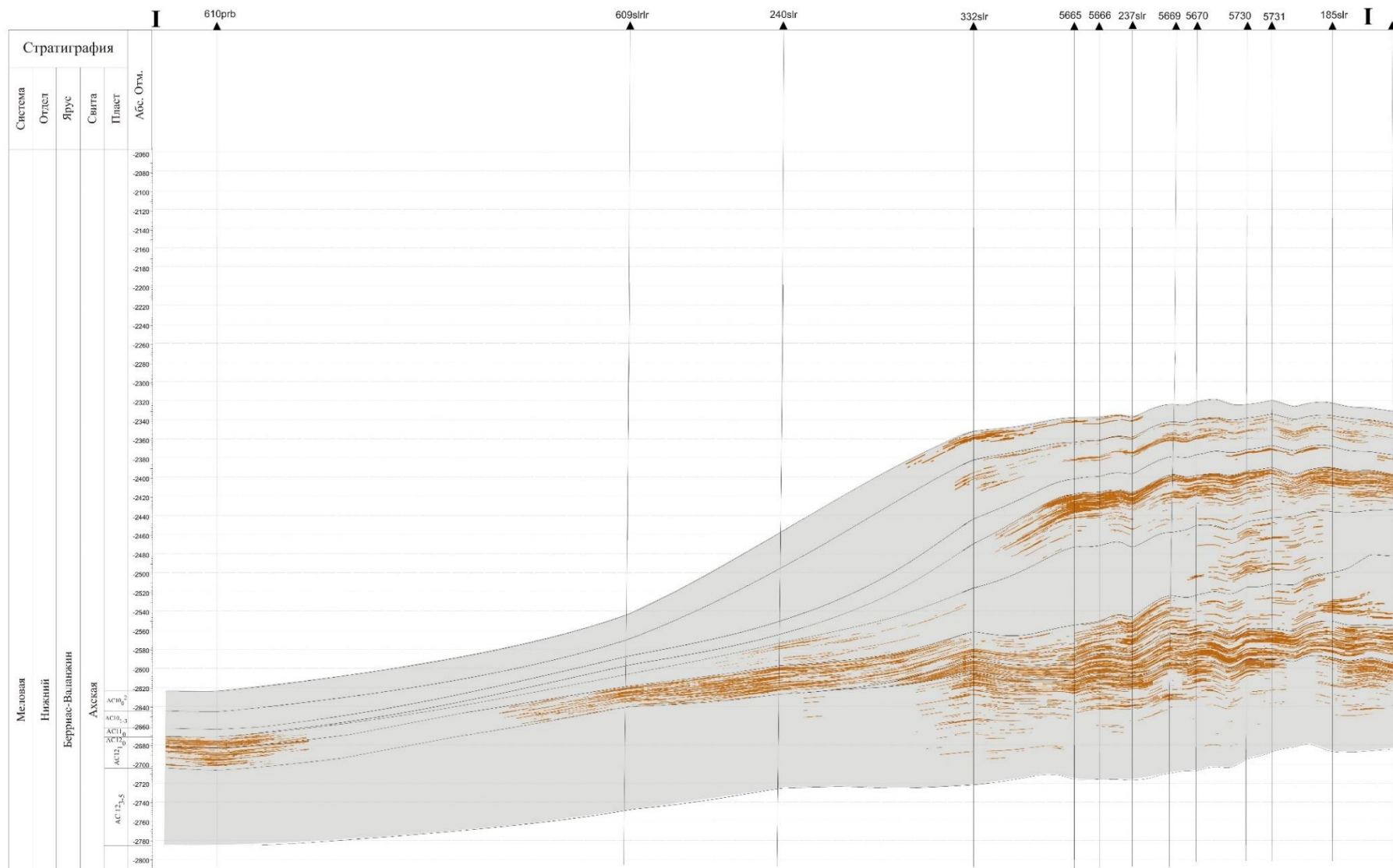
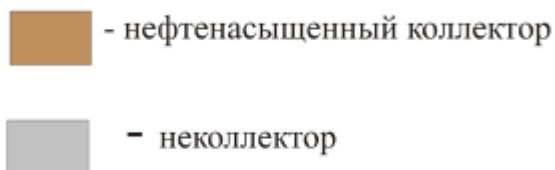


Рисунок 4.2- Разрез I-I

Условные обозначения:



Участок проектируемых работ был выбран на западе от ранее изведанной скважины №332 в качестве доразведки по следующим критериям:

- скважина расположена в контуре продуктивной залежи УВ, связанной с продуктивными пластами;
- геологический разрез скважины схож с разрезом скважины №332.

Бурение скважины N проектируется глубиной 2820 м с забоем в Юрских отложениях (Рис.4.3).

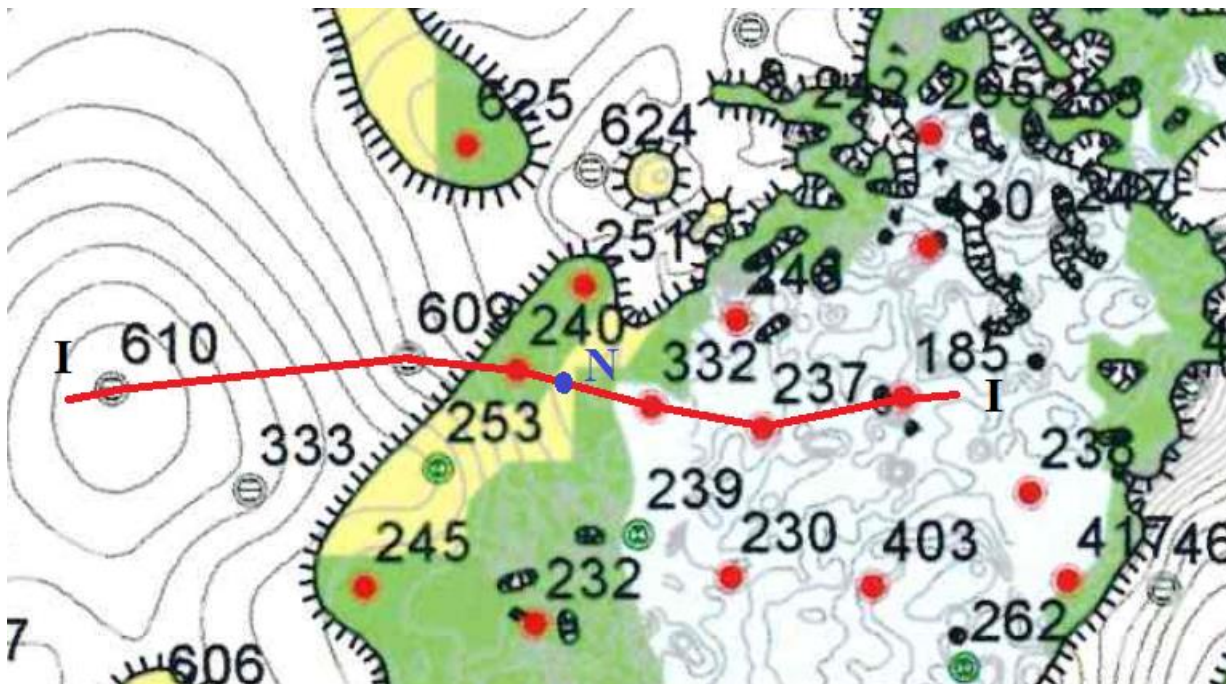


Рисунок 4.3 - Схематичное расположение проектной скважины N.

#### 4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Для обоснования проектируемых геофизических работ и метода исследований применяется «физико-геологическая модель» (ФГМ) объекта исследований (Рис.4.4).



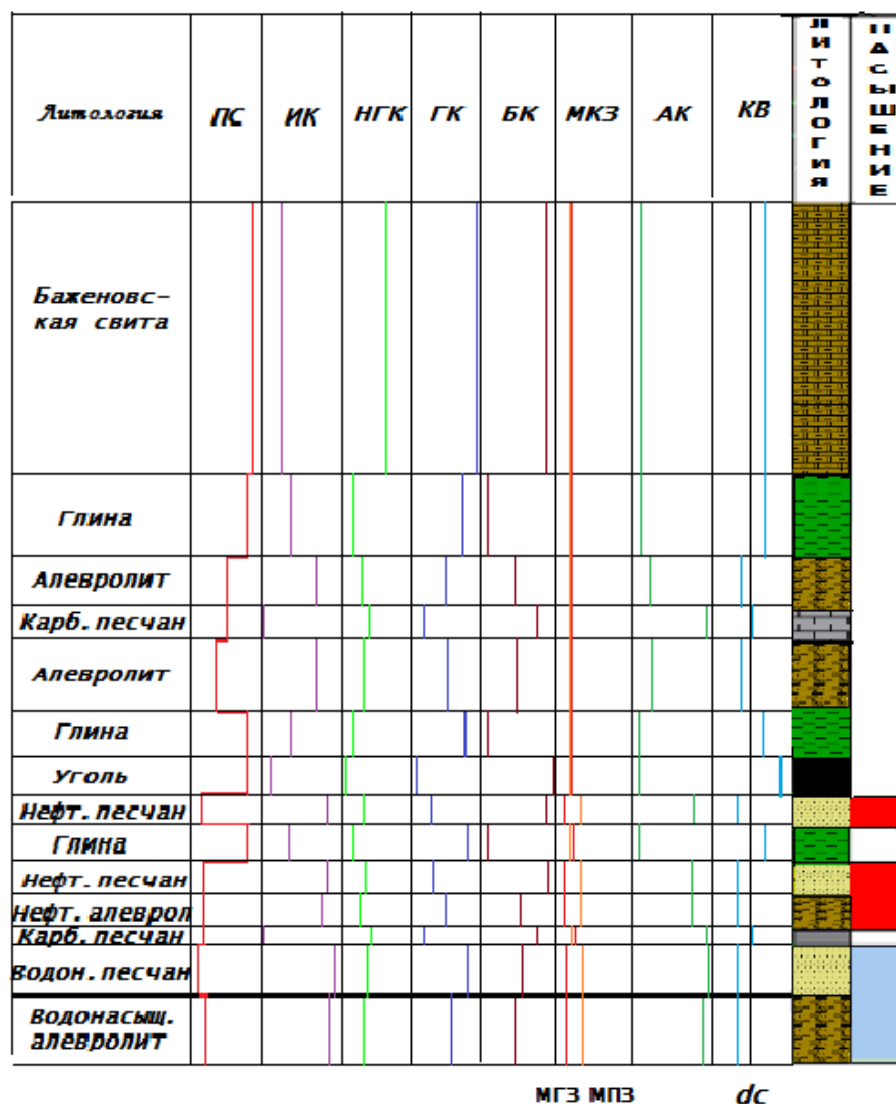


Рисунок 4.4 – ФГМ Приобского месторождения

Опираясь на вышеуказанные задачи, а также на основе ранее проведенного анализа, формируется необходимый комплекс ГИС.

Литологическое расчленения разреза проводится при условии разности физических свойств пород, такие как удельное электрическое сопротивление (УЭС), поляризационные свойства, радиоактивность, акустические свойства и другие.

Необходимые методы ГИС для расчленения разреза на проектируемом участке работ следующие: электрометрия (ПС, КС, МБК, БК, БКЗ, ИК), радиометрии (ГК, НГК), акустический метод (АК) кавернометрия (КВ).

Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов определяются следующими методами: ПС, ГК, НГК, АК.

Характера нефтенасыщения коллекторов и определение местоположения ВНК при наличии зоны проникновения являются БКЗ, БК, ИК, НГК, МБК.

Признаками определения межзернового терригенного неглинистого коллектора является:

- сужения ствола скважины за счёт глинистой корки (кавернометрия  $d_c$ );
- отрицательная аномалия на диаграмме ПС (если сопротивление фильтра больше сопротивления пластовой воды);
- положительного приращения диаграмме микрозондов (сопротивление МПЗ > сопротивление МГЗ);
- водонасыщенные породы обладают меньшими показаниями кажущегося сопротивления (КС), а нефте- и газонасыщенные высокими сопротивлениями;
- нефтенасыщенный коллектор выделяется большим сопротивлением при увеличении длины зонда БКЗ, водонасыщенный коллектор отмечается меньшим сопротивлением;
- средние показания на диаграмме НГК;
- минимальные показания на диаграмме ГК;
- по диаграмме акустического каротажа (АК) увеличение интервального времени пробега волны.

Необходимый комплекс ГИС для исследования нашей проектируемой скважины в зоне продуктивных пластов в масштабе глубин 1:200 представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сводная таблица по проведению комплекса ГИС

Метод	Измеряемый параметр	Масш таб запис и	Замеры и отборы проводятся			Применение (качественное)	Применение (количественное)	Показания
			На глубине, м	В интервале, м				
				кровля	подошва			
Каротаж кондуктора (открытый ствол)								
Стандартный каротаж зондами А2М0,5N; N11М0,5А, ПС		1:500	680	0	680			
Кавернометрия	Изменение диаметра скважины с глубиной	1:500	680	0	680			
Инклинометрия	- Зенитный угол - Магнитный азимут	через 20 м	680	0	680	Пространственное положение ствола скважин в необсаженном стволе, колонне		
Каротаж в открытом стволе								
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	Естественные электрические поля на границе песчаник-глина	1:200	2820	680	2820	- Определение проницаемых пластов - Корреляция	- Сопротивление пластовой воды - Определение толщины пласта	Отклонение вправо – непроницаемые породы, влево – проницаемые
Гамма каротаж (ГК)	Естественное гамма-излучение пород	1:200	2820	680	2820	- Корреляция - Выделение глинистых пластов - Определение глинистости - Определение радиоактивных минералов	- Привязка по глубине - Определение коэффициента глинистости	Отклонение кривой Вправо – увеличение глинистости, влево – уменьшение глинистости

Продолжение таблицы 4.1

Нейтронный каротаж (НГК)	Плотность нейтронов и вызванного гамма-излучения	1:200	2820	680	2820	- Корреляция - Литология - Коллекторы - Насыщение - Отбивка флюидоконтактов	- Определение коэффициента пористости	Отклонение вправо – низкое Водородосодержание (плотные породы), влево – высокое водородосодержание (глины)
Акустический каротаж (АК)	Скорость, время, амплитуда при Распространении акустических волн в пласте	1:200	2820	680	2820	- Литология - Корреляция - Коллекторы - Выделение трещиноватых зон	- Определение коэффициента пористости - Сейсмическая скорость	Интервальное время: отклонение вправо – глины и пористые породы, влево – плотные породы
Каротаж сопротивления(КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ)	Сопротивление	1:200	2820	680	2820	- Корреляция - Литология	-Водонасыщенность	Отклонение вправо – плотные породы и нефтегазонасыщенные, влево – глины и водоносные коллекторы
Боковой каротаж (БК)	Истинное сопротивление пласта при минерализованном буровом растворе	1:200	2820	680	2820	-Корреляция -Литология	- Водонасыщенность	Отклонение вправо – плотные породы и нефтегазонасыщенные, влево – глины и водоносные коллекторы
Индукционный каротаж (ИК)	Истинное сопротивление при пресном растворе и в сухих скважинах	1:200	2820	680	2820	- Корреляция - Литология	- Водонасыщенность	Отклонение вправо – глины и водоносные коллекторы, влево – плотные породы и нефтегазонасыщенные

Продолжение таблицы 4.1

Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	Сопротивление и наличие глинистой корки	1:200	2820	680	2820	- Выделение коллекторов - Выделение тонких пластов	- Водонасыщенность	Коллектор, если показания микропотенциал зонда больше показаний микроградиент зондов
Микробоковой каротаж (МБК)	Сопротивление	1:200	2820	680	2820	Выделение тонких пластов	- Водонасыщенность	Отклонение вправо – плотные породы и нефтегазонасыщенные, влево – глины и водоносные коллекторы
Кавернометрия (КВ)	Изменение диаметра скважины с глубиной	1:200	2820	680	2820	- Литология - Коллектор		Увеличение диаметра – при пересечении скважиной глин, глинистых пород; уменьшение (в результате образования глинистой корки) – напротив проницаемых песчаников; номинальный диаметр – напротив плотных песчаников, известняков, доломитов
Инклинометрия	- Зенитный угол - Магнитный азимут	через 20 м	2820	680	2820	Пространственное положение ствола скважин в необсаженном стволе, колонне		

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

В процессе интерпретации необходимо понимать литологию коллектора, структуру порового пространства и строение вмещающей горной породы. Для выделения коллекторов и их ФЕС, оценки характера насыщения должна применяться обоснованная методика интерпретации ГИС с высоким качеством и информативностью. Петрофизические зависимости и граничные значения ФЕС коллекторов получают по результатам исследования керна и ГИС [4].

### 5.1 Методика и техника проектных геофизических работ

В проектируемой скважине Приобского месторождения будет проводиться следующий комплекс геофизических исследований:

- радиоактивный каротаж (НГК, ГК);
- акустический каротаж (АК);
- кавернометрия (КВ);
- инклинометрия;
- стандартный каротаж (ПС, КС);
- индукционный каротаж (ИК);
- боковой каротаж (БК);
- боковое электрическое зондирование (БЭЗ);
- микробоковой каротаж (МБК);
- микрозондирование (МКЗ).

Комплексный прибор электрического каротажа К1А-723 обеспечивает измерение за один проход по интервалу исследования комплексом зондов БКЗ (подошвенные градиент-зонды А8,0М1.0N, А4.0М0.5N, А2.0М0.5N, А1.0М0.1N, А0.4М0.1N; кровельный градиент-зонд N0.5М2.0А; кровельный потенциал-зонд N11М0.5А), зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК (ЗИ1) и ПС. Скорость записи каротажа – 3000 м/час. Масштаб записи

кривых ПС – 12.5 мВ/см, БКЗ – 2.5 Ом·м/см, ИК – 20 мСм/см. Масштаб регистрации кривых БК логарифмический.

Микробоковой каротаж МБК и микрокаротажное зондирование (МПЗ А0.05М и МГЗ А0.025М0.025N) будут выполнены аппаратурой Э-2 с масштабом записи кривых – 2,5 Ом·м/см. Скорость регистрации 1000 м/час.

Радиометрические исследования (ГК и НГК) будут проводиться аппаратурой РК-М с записью кривой водородосодержания в интервалах БКЗ с масштабом регистрации кривых ГК – 0,5 мкР/час/см, НК – 0,2 усл. ед./см, скоростью регистрации 400 м/час.

Для регистрации акустического каротажа (АК) в открытом стволе будет использоваться аппаратура СПАК-6 с зондом И<sub>2</sub>0.4И<sub>1</sub>1.2П масштабом регистрации кривых  $t_1$  и  $t_2$  – 50 мкс/см,  $dt$  – 20 мкс/м/см, скоростью не более 1200 м/час.

Для изучения угла наклона и азимута скважины применен инклинометр КИТ-4. Определения пространственного положения ствола скважины в точках через 20 м.

Кавернометрия проводится по всему стволу скважины с помощью аппаратуры СКП-1. Скорость регистрации кривых – 1500 м/час [37].

## 5.2 Интерпретация геофизических данных

Интерпретация геофизических данных имеет важное практическое значение для поиска и последующей разведки месторождений полезных ископаемых. Комплексная интерпретация включает в себя совместную обработку различных методов каротажа в результате чего решаются следующие задачи:

- Литолого-стратиграфическое изучение разреза;
- Выделение интервалов коллектора;
- Определение геоэлектрических свойств пластов (УЭСп и УЭСзп);
- Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (Кп по ПС, ГК; Кгл), характера насыщения (нефть, газ);

В результате даётся заключение по скважине указанием интервалов перфорации.

Чтобы определить литологию пласта для начала породы разделяют на коллекторы и неколлекторы. Далее выделяют литологию среди неколлекторов и коллекторов.

Неколлекторы с терригенно-поровым типом делятся на глинистые и на прочие вмещающие породы. Увеличением диаметра скважины от номинального по показаниям кавернометрии КВ характеризуются глинистые породы, а также низкими показаниями кажущегося удельного электрического сопротивления (КС), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и микрозондов (МПЗ и МГЗ), высокими показаниями потенциала самопроизвольной поляризации ПС и гамма-метода ГК.

Коллекторы будут выделяться – по наибольшему отклонению ПС влево, минимальными показаниями ГК, положительному приращению показаний МПЗ над МГЗ, а также по сужению диаметра скважины и образованию глинистой корки по показаниям КВ [5].

Основополагающим фактором, от которого зависит ФЕС коллекторов, является гранулометрический состав породы – количество песчаной, алевроитовой и глинистой фракций, а также содержание карбонатного материала и взаимосвязи этих параметров с коллекторскими свойствами пород.

Изучение взаимосвязей между петрофизическими параметрами и литологическими на образцах керна позволяет более уверенно обосновать модель коллектора и затем разработать алгоритмы интерпретации данных ГИС.

Основным количественным признаком, который используется при выделении коллекторов в данном разрезе, является граничное значение пористости  $K_{п.гр}$ . Граничное значение коллектор-неколлектор  $K_{п.гр}$  для пластов АС10-12 было установлено способом сопоставления  $K_{п.гр} = f(K_{п.эф})$  на связях типа «керна-керна», и принято равным  $K_{п.гр} = 0,145$ .



Межзерновой тип порового пространства коллекторов, который представлен песчано-алевролитовыми породами, распространён на территории Приобского месторождения.

Залежи нефти пластов АС10-12 относятся к типу литологически-экранированных, коллекторы которых полностью нефтенасыщены [3].

### Определение коэффициента глинистости коллекторов

Величина глинистости  $C_{г\text{л}}$  существенно влияет на изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов АС12.

Глинистость  $C_{г\text{л}}$  оценивалась по гамма-методу способом двух опорных пластов с использованием зависимости В.В.Ларионова, которая настраивалась на условия Приобского месторождения (рисунок 5.1).

Стандартизированные показания ГК пересчитывались в двойной разностный параметр, как наиболее устойчивый параметр. Один опорный пласт – аргиллиты в подошве пласта АС12, не дающие увеличения диаметра скважины. Содержание пелитовой фракции  $C_{г\text{л}}$  в аргиллитах бралось по результатам анализов керн в интервалах пласта АС12:  $C_{г\text{л},г\text{л}} = 0,6$ . Второй опорный пласт – чистые прослои с  $C_{г\text{л}} = 0,02$  по среднестатистическому значению  $C_{г\text{л}}$  по керну в высокопроницаемых коллекторах.

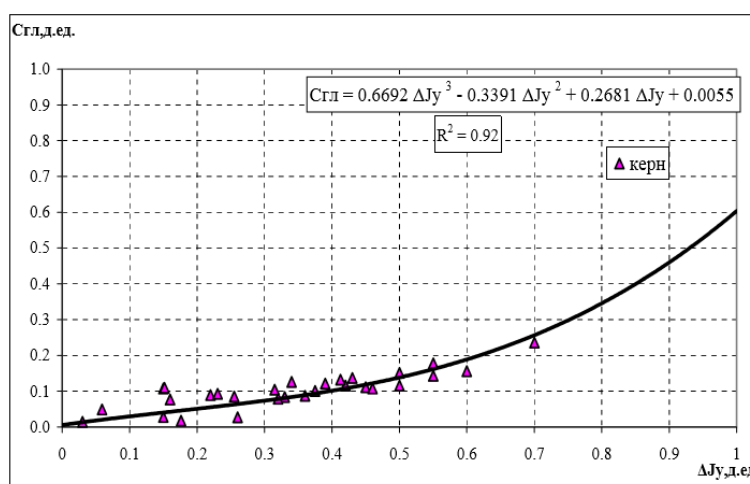


Рисунок 5.1 – Зависимость показаний ГГК от весовой глинистости  $C_{г\text{л}}$  для пласта АС12 Приобского месторождения

Для определения коэффициента глинистости используется рассчитанный двойной разностный параметр  $\Delta J_\gamma$  (формула 5.1).

$$\Delta J_\gamma = \frac{J_{\gamma, \text{ст}} - J_{\gamma, \text{ст}}^{\min}}{J_{\gamma, \text{ст}}^{\max} - J_{\gamma, \text{ст}}^{\min}}, \quad (5.1)$$

где  $J_{\gamma, \text{ст}}^{\min}, J_{\gamma, \text{ст}}^{\max}$  - показания в опорных пластах.

Зависимость  $C_{\text{гл}} = f(\Delta J_\gamma)$  описывается уравнением (формула 5.2):

$$C_{\text{гл}} = 0,6692 \Delta J_\gamma^3 - 0,3391 \Delta J_\gamma^2 + 0,2681 \Delta J_\gamma + 0,0055 \quad (5.2)$$

Значения весовой (массовой) глинистости  $C_{\text{гл}}$ , полученные по  $\Delta J_\gamma$ , пересчитывались в коллекторах в объемную глинистость  $K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(1 - K_{\text{п}, \text{n}})$ , где  $K_{\text{п}, \text{n}}$  – нейтронная пористость, найденная по нейтронному методу (Рис. 5.2).

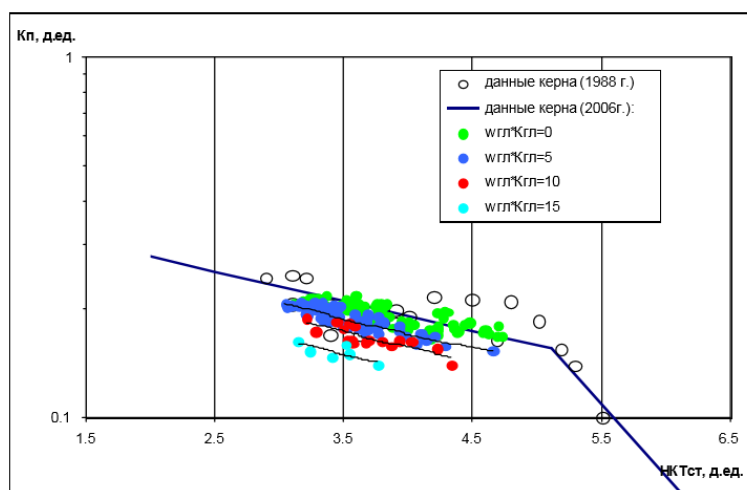


Рисунок 5.2 Зависимость показаний НК от пористости для пласта AC12 Приобского месторождения

### Определение коэффициента пористости коллекторов

Для оценки коэффициента пористости использовались показания акустического (АК) и нейтронного (НМ) методов.

Определение пористости по данным АК. Для решения задачи оценки пористости коллекторов пласта AC12 была использована модель глинистого терригенного коллектора. Определение пористости производилось по уравнению среднего времени (формула 5.3):

$$K_{\text{п}} = \frac{\Delta T - \Delta T_{\text{ТВ}}}{\Delta T_{\text{Ж}} - \Delta T_{\text{ТВ}}}, \quad (5.3)$$

где  $\Delta T_{ж}$ ,  $\Delta T_{тв}$  – значения интервального времени в жидкости и твердой части породы, равные  $\Delta T_{ж}=630$  мкс/м,  $\Delta T_{тв}=165$  мкс/м.

Глинистость оказывает существенное влияние на показания АК, поэтому необходимо введение поправки за глинистость  $\Delta K_{п}$  (формула 5.4):

$$\Delta K_{п} = K_{гл} \cdot \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{тв}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{тв}} \quad (5.4)$$

где  $K_{гл}$  – объемное содержание глин в коллекторе,  $\Delta T_{гл}$  – интервальное время в глинистых прослоях ( $\Delta T_{гл}$  равно  $\sim 310$  мкс/м).

Таким образом, уравнение для определения пористости по данным акустического метода находится по формуле 5.5. Подставив значения всех констант, получим выражение 5.6.

$$K_{п} = \frac{\Delta T - \Delta T_{тв}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{тв}} - \Delta K_{п} \quad (5.5)$$

$$K_{п} = \frac{\Delta T - 165}{465} - 0,31 \cdot K_{гл} \quad (5.6)$$

Определение пористости по данным нейтронного метода. Определение пористости по нейтронному методу основано на оценке суммарного водородосодержания породы. Выполнена послойная привязка керна к разрезу скважин, на основании которой построена зависимость нейтронной пористости  $K_{п,н}$  от стандартизированных показаний  $J_n$  с учетом влияния различной степени глинистости в коллекторе (рис. 5.2).

Нейтронная пористость рассчитывалась с использованием результатов анализов керна по формуле 5.7.

$$K_{п} = K_{п} - K_{гл} \cdot \omega_{гл} \quad (5.7)$$

где  $K_{п}$ ,  $K_{гл}$  – значения пористости и глинистости по керновым данным,  $\omega_{гл}$  – водородный индекс глин.

Водородный индекс глин в среднем получился  $\omega_{гл}=0,32$ . Зависимость  $K_{п,н}=f(J_{н,ст})$  описывается уравнениями 5.8-5.9:

$$LgK_{п,н} = 0,0828J_{н,ст} - 0,03870 \text{ при } J_{н,ст} \leq 5,1 \text{ у. е.} \quad (5.8)$$

$$LgK_{п,н} = 0,3979J_{н,ст} + 1,2199 \text{ при } J_{н,ст} > 5,1 \text{ у. е.} \quad (5.9)$$

Общая (открытая) пористость по нейтронному методу рассчитывается по формуле 5.10:

$$K_{\Pi} = K_{\Pi,n} - K_{ГЛ} \cdot \omega_{ГЛ} \quad (5.10)$$

где  $K_{ГЛ}$  – объемная глинистость по гамма-методу.

Оценки  $K_{\Pi}$  по акустическому методу контролировались методом НК.

### Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов

Для определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов используется зависимость удельного электрического сопротивления  $\rho_{\Pi}$  от объемной влажности  $\omega_{\text{в}}$ . Обобщенное уравнение для месторождений имеет вид, описанный формулой 5.11 (рис. 5.3):

$$\text{Lg}\omega_{\text{в}} = 0,22 \cdot (\text{Lg}\rho_{\Pi})^2 - 1,061\text{Lg}\rho_{\Pi} + 1,72 \quad (5.11)$$

где  $\omega_{\text{в}} = K_{\Pi} \cdot K_{\text{в}}$ .

В итоге получаем уравнения определения коэффициента водонасыщенности и нефтенасыщенности (формула 5.12-5.13):

$$K_{\text{в}} = \frac{\omega_{\text{в}}}{K_{\Pi}} \cdot 100 \quad (5.12)$$

$$K_{\text{нГ}} = 1 - K_{\text{в}} \quad (5.13)$$

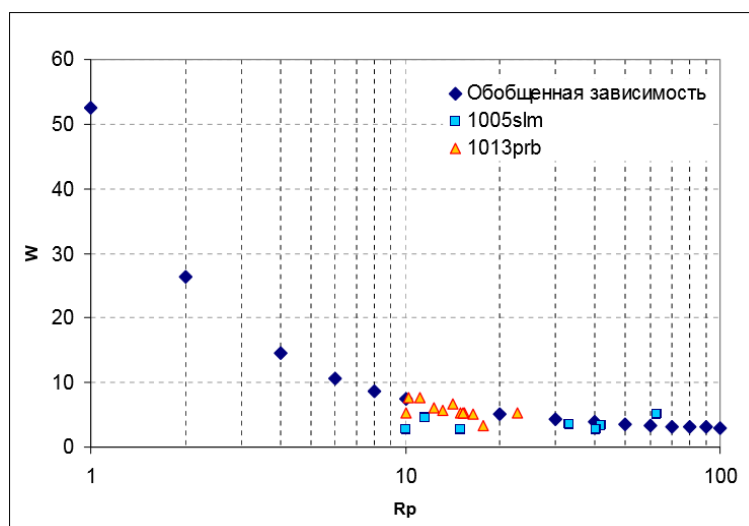


Рисунок 5.3 – Сопоставление зависимости удельного электрического сопротивления  $\rho_{\Pi}$  от объемной влажности  $\omega_{\text{в}}$ .

### Определение коэффициента проницаемости коллекторов

Оценка коэффициента абсолютной проницаемости  $K_{пр}$  производилась с использованием уравнений регрессии типа керн-керн через коэффициент эффективной пористости. Уравнение (5.14), аппроксимирующие палетки для оценки  $K_{пр}$  (рис.5.4):

– пласты АС12 (рис. 5.4):

$$\text{Lg}K_{пр}=17,858 \cdot K_{пэф}-1,023 \quad (5.14)$$

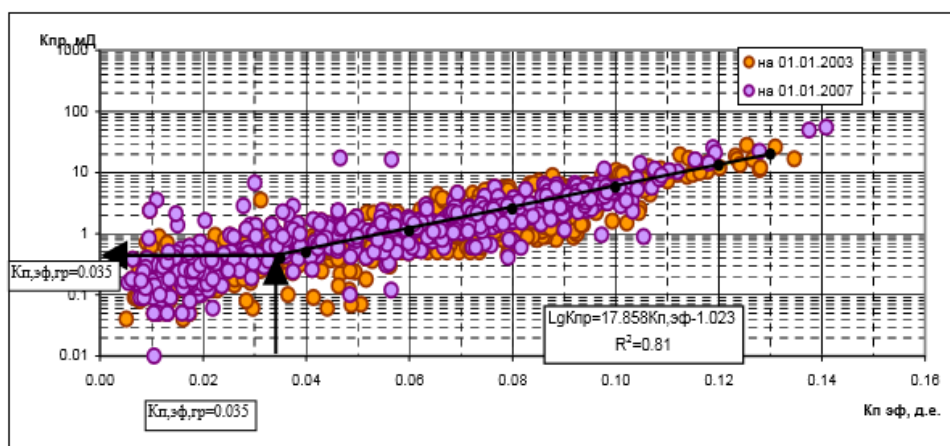


Рисунок 5.4 – Связь  $K_{пр}=f(K_{п.эф})$  по результатам анализов керна пластов АС12 Приобского месторождения

Для уравнения эффективная пористость  $K_{п.эф}$  (как для коллекторов, имеющих предельную нефтенасыщенность) рассчитывается по формуле 5.15:

$$K_{п.эф} = K_{п} \cdot K_{н} \quad (5.15)$$

Абсолютная проницаемость, замеренная на керне, и оценки по ГИС, настроенные на результаты лабораторных исследований, характеризуют способность породы фильтровать сухой воздух в условиях полного заполнения им порового пространства.

## 6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

При геофизических исследованиях измерение глубины скважины в настоящее время проводят с помощью метода разметки каротажного бронированного кабеля магнитными метками. Разметку кабеля, следуя технической инструкции по проведению ГИС, проводят стационарными и мобильными разметочными установками. По принципу действия установку разметки разделяют по принципу действия:

- с использованием мерной базы (10, 2 или 2 м);
- с использованием мерных роликов [6].

С использованием мерной базы (10 м) работают стационарные установки (УАРК-10-12, УРС-1010) в соответствии с методикой ступенчатого задания прогнозируемого натяжения кабеля, тем самым имитируя натяжение кабеля в скважине в реальных условиях. Но в действительности возникают существенные погрешности, так как невозможно учесть всех факторов, влияющие на натяжение и растяжение каротажного кабеля в скважине [7].

Недостатком является снижение точности определения глубины погружения устройства в скважину из-за влияния факторов, которые разрушают нанесенные на экране кабеля магнитные метки. Намагниченность оборудования, установленного на устье, роторного стола и бурового инструмента, является одним из основных факторов, приводящих к размагничиванию меток при каждой спускоподъемной операции в скважине.

Для решения проблемы специалистами было предложено наносить разметку кабеля именно в процессе СПО в каждой исследуемой скважине с использованием мобильных разметочных установок с короткой мерной базой, что позволило наносить разметку на кабель конкретного типа и конструкции в реальных условиях его применения.

Актуальной становится задача создание способа определения глубины погружения прибора в скважину с учётом устранения ранее упомянутых недостатков.

Упомянутый технический результат достигается тем, что в способе определения глубины погружения скважинного прибора, включающем предварительный промер геофизического кабеля и нанесение на броню кабеля через одинаковые отрезки магнитных меток, запоминание сигнала, соответствующего длине отрезка, спуск в скважину скважинного прибора, закрепленного на конце кабеля, обнаружение магнитных меток при спуске-подъеме кабеля в процессе геофизических исследований, подсчет обнаруженных магнитных меток и определение глубины погружения скважинного прибора, согласно предложенному, в процессе промера геофизического кабеля и нанесения на его броню магнитных меток производят подсчет наружных повивов брони кабеля и запоминание их количества от места соединения кабеля со скважинным прибором до каждой последующей магнитной метки, в процессе геофизических исследований осуществляют подсчет наружных повивов брони кабеля, сравнение их количества с запомненными значениями, соответствующими каждой последующей обнаруженной магнитной метке, и использование полученных данных для определения глубины погружения скважинного прибора и для нанесения магнитных меток в местах их необнаружения на броне геофизического кабеля.

Для дополнительного определения глубины погружения прибора по количеству повивов брони кабеля дают следующие показатели: осуществленные в процессе промера подсчет наружных повивов брони кабеля (и запоминание их количества) и нанесение на его броню магнитных меток; и выполненные в процессе ГИС сравнение количества наружных повивов брони кабеля с запомненными значениями. Точность расчётов увеличивается, так как на последний показатель не влияют магнитные помехи от железосодержащих элементов скважинного оборудования.

При перемещении кабеля в процессе ГИС для определения глубины погружения прибора, нанесение магнитных меток при каждом СПО геофизического кабеля в местах их отсутствия на броне кабеля обеспечивает непрерывное считывание магнитных меток и их подсчет. Ссылаясь на

упомянутые выше показатели – подсчёту, запоминанию и сравнению количества наружных повивов брони кабеля, становится возможным повторное многократное нанесение магнитных меток с высокой точностью на броне кабеля (в местах их непрявления).

Описанный метод поясняется следующей схемой. Геофизический кабель 1 намотан одним из концов на катушку подъёмника 2, установленного на поверхности. Для определения геофизических исследований прибор 3 закреплён на другом конце геофизического кабеля 1. На поверхности вне зоны размагничивания магнитных меток размещено устройство, состоящие из узла считывания магнитной метки 4 и узла считывания повивов брони 5, выходы узлов соединены с блоком сравнения 6. Блок формирования импульса намагничивания 7 имеет информационный вход от блока сравнения 6 и выход для связи с узлом 8 установки магнитной метки.





К концу геофизического кабеля 1, намотанного на катушке подъемника 2, закрепляют скважинный прибор 3. Опускают прибор 3 в скважину и приступают к геофизическим исследованиям.

В процессе геофизических исследований при спуске-подъеме геофизического кабеля 1 обнаруживают магнитные метки с помощью узла 4 считывания магнитной метки, который размещен вне зоны размагничивания магнитных меток. Глубину погружения скважинного прибора 3 определяют по формуле:

$$L_{\text{пр}} = L_{\text{н}} + n \cdot \Delta L,$$

где  $L_{\text{н}}$  - расстояние от головки кабельного наконечника скважинного прибора 3 до первой магнитной метки, м;

$n$  - количество обнаруженных магнитных меток;

$\Delta L$  - расстояние между магнитными метками, м.

При перемещении геофизического кабеля 1 на вход блока сравнения 6 одновременно приходят сигнал от магнитной метки кабеля 1 и сигнал о количестве повивов брони геофизического кабеля 1 от узлов 4 и 5 соответственно.

На протяжении всего цикла проведения исследований производят подсчет повивов брони кабеля с помощью узла 5 считывания повивов брони кабеля и сравнение их количества на глубинах установки магнитной метки с данными градуировочной таблицы, соответствующими каждой последующей обнаруженной магнитной метке и запомненными в блоке сравнения 6 в процессе промера геофизического кабеля 1 и нанесения на его броню магнитных меток. На основе указанных данных осуществляют уточненный расчет глубины погружения в скважину прибора 3 [8].

Магнитные метки при СПО стираются в скважинах с высокой намагниченностью ротора или другой скважинной аппаратуры, из-за чего невозможно определить глубину спуска скважинного прибора, поэтому важно восстановить стёртые метки.

В предложенном способе в случае необнаружения магнитной метки при подъеме геофизического кабеля 1 на вход блока сравнения 6 не поступает сигнал от узла 4 считывания магнитной метки в момент равенства значений количества повивов кабеля с данными градуировочной таблицы. Блок сравнения 6 выдает сигнал на блок формирования импульса намагничивания 7 для восстановления магнитной метки. Узел 3 установки магнитной метки, получив сигнал от блока 7, наносит на броню геофизического кабеля 1 магнитную метку с высокой точностью ее установки на длине геофизического кабеля 1.

Способ определения глубины погружения скважинного прибора, включающий предварительный промер геофизического кабеля и нанесение на броню кабеля магнитных меток через одинаковые отрезки, запоминание сигнала, соответствующего длине отрезка, спуск в скважину закрепленного на конце геофизического кабеля скважинного прибора, обнаружение магнитных меток при спуске-подъеме кабеля в процессе геофизических исследований, подсчет обнаруженных магнитных меток и определение глубины погружения скважинного прибора, отличающийся тем, что в процессе промера геофизического кабеля и нанесение на его броню магнитных меток осуществляют подсчет наружных повивов брони геофизического кабеля и запоминание их количества от места соединения геофизического кабеля со скважинным прибором до каждой последующей магнитной метки, в процессе геофизических исследований осуществляют подсчет наружных повивов брони кабеля, сравнение их количества с соответствующими запомненными значениями и используют полученные данные для определения глубины погружения скважинного прибора и для нанесения магнитных меток в местах их необнаружения на броне геофизического кабеля.

## **7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Подсчёт средств для разработки и эксплуатации объекта является одним из важнейших условий при поиске финансовой помощи для проведения исследования и лицензировании результатов. Этот жизненный этап производства необходим для разработчиков, которые в последующем должны представить в итоговой форме востребованность на рынке, реализуемый бюджет, состояние и перспективы проводимых исследований.

### **7.1 Технический план (объём проектируемых работ)**

Для оценки финансовой стоимости с целью выполнения геологических изысканий необходимо уточнить технический план, в котором будут отмечены виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту, спланированы временные затраты и выполнение отдельных видов работ всего комплекса (параллельное или последовательное).

Так как проведение работ будут осуществляться вахтовым методом, воспользуемся следующими нормативными документами «Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (МУ ГИС – 98) [9], «Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» («ЕРР – Газпром») [10], Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49) [11].

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения ПО (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Оборудование и аппаратура по обслуживанию

Оборудование:		Кол-во, шт
Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал – 4320		1
Каротажная станция семейства КЕДР-02		1
Ноутбук		1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)		1
Спутниковый телефон		1
Аппаратура:		
Электрический каротаж (КС, ПС, БКЗ, БК, ИК)	К1А-723	1
Микробокер каротаж МБК и микрокаротажное зондирование (МПЗ и МГЗ)	Э-2	1
Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	РК-М	2
Акустический каротаж	СПАК-6	1
Инклинометрия	КИТ-4	1
Кавернометрия	СКП-1	1
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):		
Techlog		1

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 7.2 и определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин (2780 м), расстоянием от базы до места исследований.

Таблица 7.2 – Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

Метод исследования	Масштаб записи	Замеры		
		Глубина исследования, м	В интервале, м	
			кровля	подошва
Каротаж в открытом стволе (тех. колонна)				
Стандартный каротаж	1:500	680	0	680
Кавернометрия	1:500	680	0	680
Инклинометрия	через 20 м	680	0	680
Каротаж в открытом стволе (эксплуатационная колонная)				
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	1:200	2100	680	2780
Гамма каротаж (ГК)	1:200	2100	680	2780
Нейтронный каротаж (НГК)	1:200	2100	680	2780
Акустический каротаж (АК)	1:200	2100	680	2780

Продолжение таблицы 7.2

Каротаж сопротивления (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ)	1:200	2100	680	2780
Боковой каротаж (БК)	1:200	2100	680	2780
Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2100	680	2780
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	1:200	2100	680	2780
Микробоковой каротаж (МБК)	1:200	2100	680	2780
Кавернометрия (КВ)	1:200	2100	680	2780
Инклинометрия	через 20 м	2100	680	2780
Контрольно-интерпретационные работы		2780	0	2780

Проезд до места исследований будет осуществляться вертолётным транспортом. Продолжительность работы на скважине 75 суток. Геофизические работы на проектной скважине будут проводиться в весенне-летний период.

Каротажный материал в контрольно-интерпретационную партию (КИП) будет осуществляется по сети Internet или доставляться на носителях информации в офис предприятия в г. Томск с целью оценки качества материала и его обработки. Экспресс-обработка с выдачей необходимых материалов выполняется непосредственно на скважине персоналом партии.

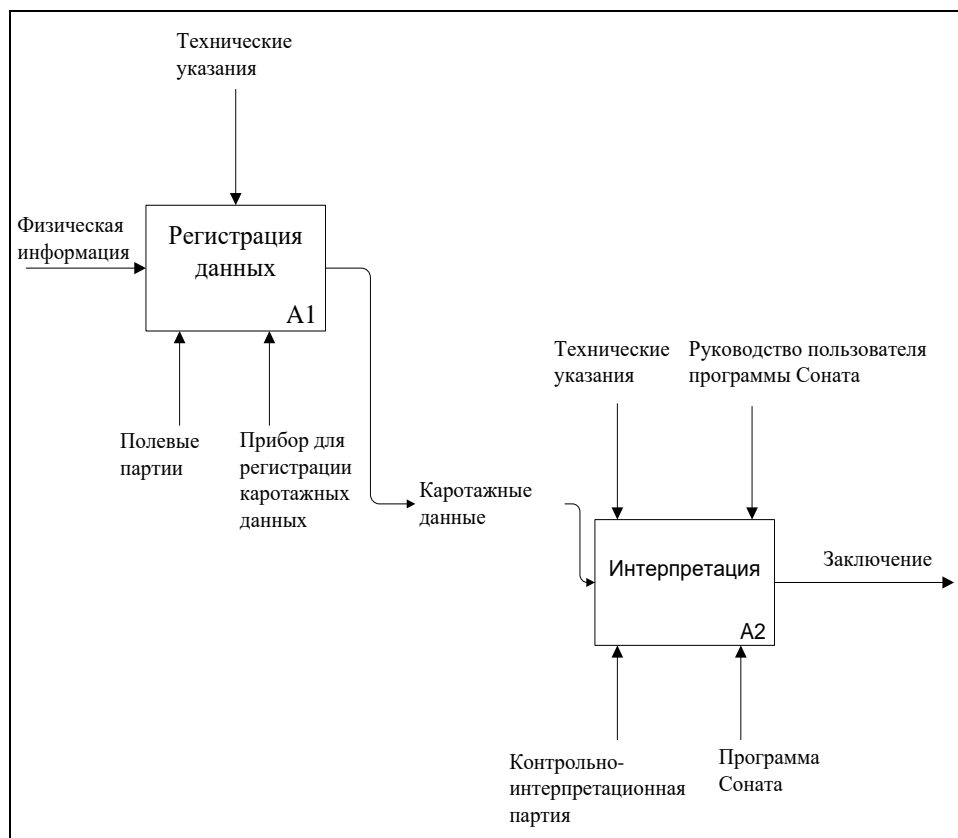


Рисунок 7.1 – Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины»

#### 7.1.1. Расчет затрат времени и труда

Расчёт затрат времени и труда (Табл.7.4 – 7.5) проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине.

Также необходимо учесть 12-ти часовое дежурство геофизической партии на скважине; подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине, состав работы которых входит: запись диаграмм, точечные измерения, отбор образцов, ПВР, испытание пластов, спуск-подъем скважинного прибора без замеров и т. д., а также вспомогательные работы при исследовании скважин, технологические перерывы до 48 ч.

Ссылаясь на подытоженные показатели из таблицы 7.5 делаем вывод что общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 421 чел/час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 231 чел/час.

Затраты времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной бурящейся скважине вахтовым методом представлено в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Расчёт времени и труда (сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин)

Наименование элементов затрат	Ед. измер.	Комплексная работа по обслуж. бурящихся скважин	Проектное время бурения одной скважины (75 сут)
Номера времени	мин.	480	36000 мин
Затраты труда			
Рабочие	чел-час	57,60	4320 чел-час
ИТР	чел-час	38,40	2880 чел-час



Таблица 7.4 – Расчёт затрат времени (одна скважина)

Вид работ	Объём работ		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Единица измерения	Затраты времени, мин
	Ед. изм.	Кол-во			
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	3	мин/100м	20,4
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия (1:500)	м	680	3,7	мин/100м	25,16
Кавернометрия (1:200)	м	2100	3,7	мин/100м	77,7
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (1:500) тчк через 25м	тчк	34	1,4	мин/100м	0,476
Инклинометрия (1:200) тчк через 25м	тчк	105	1,4	мин/100м	1,47
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	1,18	мин/100м	1,6402
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	17	мин/опер	17
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	3	мин/100м	20,4
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	39	мин/опер	39
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	30	мин/100м	1260
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	1,3	мин/100м	72,28
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	87,5	мин/опер	175
Акустический каротаж (АК)	м	2100	10,8	мин/100м	226,8
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	52	мин/опер	52
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	3	мин/100м	63

Продолжение таблицы 7.4

Спуск или подъем без замера (КС)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	39	мин/опер	39
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	39	мин/опер	39
Боковой каротаж (БК)	м	2100	3,3	мин/100м	69,3
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	4,1	мин/100м	86,1
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	39	мин/опер	39
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	8,1	мин/100м	170,1
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	39	мин/опер	39
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	8,1	мин/100м	170,1
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	39	мин/опер	39
ПЗР	Операция	1	112	мин/опер	112
Дежурство геофизической партии	Парт/ч	12	60	чел час/парт-ч	720
Проезд	км	50	1,9	чел.час/ км	95
Сумма на запись диаграмм, мин:					2315,06
Всего, мин:					4218,16

Таблица 7.5 – Расчёт затрат труда (одна скважина)

Вид работ	Объём работ		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР (инженерно-технический работник)		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Затраты труда, чел/час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Затраты труда, чел/час
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	0,18	чел/час на 100 м	1,224	0,12	чел/час на 100 м	0,816
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Кавернометрия (1:500)	м	680	0,22	чел/час на 100 м	1,496	0,15	чел/час на 100 м	1,02
Кавернометрия (1:200)	м	2100	0,22	чел/час на 100 м	4,62	0,15	чел/час на 100 м	3,15
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	2,94	чел/час	2,94	1,96	чел/час	1,96
Инклинометрия (1:500) тчк через 25м	тчк	34	0,084	чел/час на 100 м	0,02856	0,056	чел/час на 100 м	0,01904
Инклинометрия (1:200) тчк через 25м	тчк	105	0,084	чел/час на 100 м	0,0882	0,056	чел/час на 100 м	0,0588
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	0,07	чел/час на 100 м	0,0973	0,05	чел/час на 100 м	0,0695
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	1,02	чел/час	1,02	0,68	чел/час	0,68
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	0,18	чел/час на 100 м	1,224	0,12	чел/час на 100 м	0,816

Продолжение таблицы 7.5

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	1,8	чел/час на 100 м	75,6	1,2	чел/час на 100 м	50,4
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	0,08	чел/час на 100 м	4,448	0,05	чел/час на 100 м	2,78
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	5,25	чел/час	10,5	3,5	чел/час	7
Акустический каротаж (АК)	м	2100	0,65	чел/час на 100 м	13,65	0,43	чел/час на 100 м	9,03
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	3,24	чел/час	3,24	2,16	чел/час	2,16
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2100	0,07	чел/час на 100 м	1,47	0,05	чел/час на 100 м	1,05
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39

Продолжение таблицы 7.5

Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,2	чел/час на 100 м	4,2	0,13	чел/час на 100 м	2,73
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	0,2	чел/час на 100 м	4,2	0,14	чел/час на 100 м	2,94
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	0,49	чел/час на 100 м	10,29	0,32	чел/час на 100 м	6,72
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	0,49	чел/час на 100 м	10,29	0,32	чел/час на 100 м	6,72
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
ПЗР	Операция	1	6,72	мин/опер	6,72	4,48	мин/опер	4,48
Дежурство геофизической партии	парт-ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/парт ч	28,8

Продолжение таблицы 7.5

Проезд	км	50	0,114	чел/час на км	5,7	0,076	чел/час на км	3,8
Запись диаграмм, чел/час:					174,67076			115,4438
Всего, чел/час:					230,29076			153,3398

## 7.1.2 Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе

Расчёт стоимости работ будем производить базисно-индексным методом согласно ценообразованию из МУ – 98 [9]. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ.

Таблица 7.6 - Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объём работ		Базовые расценки, руб, (ед.изм)	Цена работы, руб.
	Ед. изм.	Кол-во		
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	65,55	445,74
Спуск или подъем без замера	м	680	27,11	184,348
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	806,51	806,51 Р
Кавернометрия (1:500)	м	680	57,11	388,348
Кавернометрия (1:200)	м	2100	57,11	1199,31
Спуск или подъем без замера	м	2780	19,70	547,66
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	705,82	705,82 Р
Инклинометрия (1:500) тчк через 20м	тчк	34	20,46	6,9564
Инклинометрия (1:200) тчк через 20м	тчк	105	20,46	21,483
Спуск или подъем без замера	м	2780	19,43	540,154
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	241,00	241,00 Р
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	65,55	445,74
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	806,51	806,51 Р
Радиоактивный каротаж (ГК+НГК)	м	4200	1199,77	50390,34
Спуск или подъем без замера	м	5560	54,08	3006,848
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	3454,42	6908,84 Р
Акустический каротаж (АК)	м	2100	331,50	6961,5
Спуск или подъем без замера	м	2780	38,17	1061,126
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	1622,80	1622,80 Р
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	806,51	806,51 Р
боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658

Продолжение таблицы 7.6

Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	806,51	806,51 Р
Боковой каротаж (БК)	м	2100	71,88	1509,48
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	806,51	806,51 Р
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	104,15	2187,15
Спуск или подъем без замера	м	2780	31,53	876,534
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	952,71	952,71
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	137,61	2889,81
Спуск или подъем без замера	м	2780	21,92	609,376
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	634,87	634,87
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	137,61	2889,81
Спуск или подъем без замера	м	2780	21,92	609,376
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	634,87	634,87
ПЗР (на базе и на скважине):	Операция	1	1106,98	1106,98
Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящихся скважин	час	12	6272,42	75269,04
Всего, руб. :				176024,85

Итого стоимость комплекса геофизических работ вместе с интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 352049,7 руб.

**ГСМ при переезде и работе.** Согласно МУ ГИС – 98 [9] норматив стоимости «ГСМ» на 1 км пробега автомобиля по группам дорог и типам автомобилей рассчитывается:

$$H_{\text{ГСМ,км}}(i,j) = \text{ПОСН}_{\text{км}}(i,j) \cdot 1,09 \cdot \frac{C_{\text{ГСМ}}}{100}, \quad (7.1)$$

где  $i$  – автомобиль,  $j$  – группы дорог,  $C_{\text{ГСМ}}$  – стоимость единицы ГСМ, руб., 1,09 – коэффициент, учитывающий стоимость смазочных материалов.

Таблица 7.7 Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (с учётом масел,  $K=1,09$ )

Авто	Оборудование	Категория дорог, расход л/км				Работа на стационаре л/час	Вид ГСМ
		I	II	III	Бездорожье		
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ



Категория дорог II. Расход топлива автомобиля УРАЛ 4320 по II категории дорог с учётом масел составляет 69,9 л/100 км (или 0,698 л/км). Стоимость дизельного топлива ДТ (в среднем по ХМАО) 49,70 руб. Стоимость ГСМ на 1 км пробега  $H_{ГСМ, км} = 34,69$  руб. С учётом дороги длиной 50 км стоимость переезда с базы на скважину составляет 1734,5 руб.

На ряд геофизических работ идёт расход топлива, который также необходимо учитывать при составлении финансового отчёта (Табл. 7.8). Стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 41719,53 руб.

Таблица 7.8 - Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объём работ		ГСМ, л		Стоимость ГСМ, руб
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Величина расходов	
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	0,72	4,896	243,33
Спуск или подъем без замера	м	2780	0,283	7,867	391,01
Кавернометрия (1:500)	м	680	0,887	6,032	299,77
Кавернометрия (1:200)	м	2100	0,887	18,627	925,76
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Инклинометрия (1:500) тчк через 20 м	тчк	34	0,336	0,114	5,68
Инклинометрия (1:200) тчк через 20 м	тчк	105	0,336	0,353	17,53
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	0,283	0,393	19,55
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	0,72	4,896	243,33
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	7,195	302,190	15018,84
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	0,312	17,347	862,16
Акустический каротаж (АК)	м	2100	2,59	54,390	2703,18

Продолжение таблицы 7.8

Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2100	0,283	5,943	295,37
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,791	16,611	825,57
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	0,983	20,643	1025,96
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	1,943	40,803	2027,91
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	1,943	40,803	2027,91
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Дежурство геоф. партии на скважине (по обслуж. бурящихся скважин)	парт-ч	12	12,86	154,320	7669,70
Всего, руб:					39985,03

### 7.1.3. Расчёт заработной платы

Основная заработная плата рассчитана согласно МУ-ГИС-98 на основании затрат труда, квалификационного состава и норм численности партий, окладов специалистов и тарифных ставок рабочих (Табл. 7.9). Начальный заработок определяется общепринятой тарифной сеткой (оклад).

Таблица 7.9 – Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий [9]

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф., руб	Премии, %	Итого с учётом премии, руб
Начальник партии	9000	1,7	1,5	28800	80	51840
Геофизик	8200	1,7	1,5	26240	80	47232
Техник геофизик	6300	1,7	1,5	20160	80	36288

Продолжение таблицы 7.9

Каротажник	6300	1,7	1,5	20160	80	36288
Машинист подъемника каротажной станции	5700	1,7	1,5	18240	80	32832
Итого, руб.				113600		204480

Отчисления от суммы основной и дополнительной зарплаты ( $K_{отч,ф}$ ):

- в фонд социального страхования;
- в пенсионный фонд;
- на обязательное медицинское страхование.

Поиск и разведка месторождений нефти и газа геофизическими методами из классификации отраслей (подотраслей) по классам профессионального риска относится к 11 классу (Код по ОКОНХ 85120). От класса риска зависят страховые взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (взносы НС и ПЗ).

Таблица 7.10 – Отчисления в фонды

Вид взноса	Процентная ставка, %
Обязательное пенсионное страхование (ОПС)	22
Взносы на оплату пособий по временной нетрудоспособности или по материнству (ВНиМ)	2,9
Обязательное медицинское страхование (ОМС)	5,1
Взносы НС и ПЗ (11 класс)	1,2
Всего, %	31,2

Исходя из всех видов отчислений заработная плата рабочих выглядит следующим образом (Табл. 7.11):

Таблица 7.11 – Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Заработок с коэф., руб	Итого с учётом взносов, руб	Заработок с учётом премии, руб	Премияльный заработок с учётом взносов, руб
Начальник партии	9000	28800	19814,4	51840	35665,92
Геофизик	8200	26240	18053,1	47232	32495,62

Продолжение таблицы 7.11

Техник геофизик	6300	20160	13870,1	36288	24966,14
Каротажник	6300	20160	13870,1	36288	24966,14
Машинист подъемника каротажной станции	5700	18240	12549,1	32832	22588,42
Итого			78156,8		140682,2

#### 7.1.4 Оценка рентабельности проекта

Чтобы оценить рентабельность необходимо учитывать расценки себестоимости работ (Таблица 7.9).

Таблица 7.12 – Себестоимость работ

Расходы	Стоимость, руб.
Заработная плата партии (с учётом коэф., премий и отчислений), руб	140682,2
Горюче-смазочные материалы	41719,53
Износ шин Урал (7 шт·50 км·500 руб·коэф.износа 0,000025)	4,38
Материалы (кабель, 10 руб·33360м)	33360
Передача материала по цифровым каналам связи (в среднем берется 100 руб. в сутки)	7500
Всего, руб:	223266,11

В нашем случае расходы на приобретение оборудования (Табл.7.1) не включены в себестоимость работ, т.к. оно имелось в организации.

В итоге себестоимость данного вида работ составляет 223266,11руб. без НДС. Цена исследования – 352049,7 руб. без НДС.

Рентабельность вычисляется по формуле [19]:

$$P_{\Pi} = \frac{(C_T - C_C)}{C_T}, \quad (7.2)$$

где  $P_{\Pi}$  – рентабельность продаж;  $C_T$  – цена исследования;  $C_C$  – себестоимость работ.

В итоге рентабельность продаж при коэффициенте  $K=1$  к МУ ГИС–98 по данному виду исследований составляет  $0,37 = 37\%$ .

В итоге мы получили положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Коэффициент удорожания может корректироваться в меньшую сторону, в зависимости от того, насколько заказчик готов опуститься в цене, чтобы выполнить данный объем работ.

## ВЫВОД ПО ГЛАВЕ

В ходе проведенных расчётов, была обоснована эффективность проведённых геофизических исследований. Если организация решит заменить какой-либо вид оборудования, не имеющийся у них в наличии, то себестоимость работ значительно возрастёт в цене, что в итоге приведёт к низкой рентабельности. Поэтому в дальнейшем необходимо определить коэффициент удорожания на исследования к справочнику «МУ ГИС–98», который выведет данный вид работ на положительный процент рентабельности.

При расчёте ценообразования можно выделить существенный недостаток по существующей нормативно-технической базе. Основными руководящими документами на формирование цен на геофизические услуги являются справочники «ПОСН 81-2-49» [11], «МУ ГИС-98 [9]. В настоящее время произошли значительные изменения в экономических условиях, которые не пересмотрены в применяемых нами справочниках. Также произошли изменения в технологии проведения геофизических работ, внедрение нового масштабного программного обеспечения, который может выполнять комплексный анализ работ.

Все устаревшие и не соответствующие современным условиям проведения работ нормы времени и расценки, должны быть пересмотрены и актуализированы согласно современным организационно-техническим и экономическим условиям.

## 8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одной из главных задач предприятия является обеспечение безопасности жизни и здоровья рабочих в процессе выполнения трудовой деятельности.

Данная работа направлена на проектирование скважины комплексом геофизических методов для определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Приобском месторождении углеводородов, а именно определение коэффициента пористости, глинистости, характера насыщения.

В административном отношении территория месторождения находится в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО – Югра) Тюменской области в 65 км к востоку от г. Ханты-Мансийска, и в 100 км к западу от г. Нефтеюганск. Наиболее крупные населенные пункты на территории месторождения - села Селиярово, Зенково, Скрипуново, Долгое Плесо. В непосредственной близости от Приобского месторождения расположены крупные, находящиеся в эксплуатации месторождения: Приразломное (на юговостоке), Салымское (20 км восточнее), Правдинское (57 км на юго-восток). Ближайшие населенные пункты – г. Ханты-Мансийск

Климат – резко континентальный с суровой продолжительной зимой, коротким безморозным периодом до 85 дней. Средние температуры января составляют минус 26,9 °С, июля 21,7 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца в 13 часов – +39 °С. Средняя расчетная температура наиболее холодной пятидневки минус 22 °С. Преобладающее направление ветра – западное, в зимний период года увеличивается повторяемость южного ветра. Для теплого периода года характерны северные ветры. Средняя скорость ветра составляет 3,5 м/с. Годовое количество осадков – 590 мм, большая часть осадков выпадает летом с максимумом в июле-августе; минимум осадков приходится на февраль. Норма стока составляет 200 мм, норма испарения – 390 мм. Число дней с осадками – 180. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до конца апреля, а в

лесных массивах до начала июня. Толщина снежного покрова до 0,7 м, в пониженных участках до 1,5-2,0 м. Глубина промерзания почвы 1,0-1,5 м. Проектом предусматриваются следующие работы:

- геофизические работы на скважине;
- камеральные работы.

#### 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Геофизические работы будут проводиться в соответствии со следующими законами и правилами:

- Закон об охране труда в Ханты-Мансийском автономном округе – ЮГРЕ [13];
- Трудовой кодекс Российской Федерации [14];
- Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах [15].

##### Охрана труда:

- Согласно статье 217 ТК РФ «Служба охраны труда в организации», с целью осуществления контроля создается специальная служба по охране, в которой имеется специалист в данной области с необходимой подготовкой и опытом. В соответствии с трудовым законодательством ответственность за организацию работ по охране труда несёт руководитель организации, который обязан провести инструктаж или в его отсутствие — главный инженер.
- Согласно статье 218 ТК РФ «Комитеты (комиссии) по охране труда» организуются по предложению работодателя или/и работников комиссии с целью предупреждения любого травматизма на производстве, заболевания. Комитеты должны проводить проверки условий охраны труда на рабочем месте.

##### Оплата труда работников

– Согласно ТК РФ, статье 147 «Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда», заработная плата устанавливается в повышенном размере. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и или опасными условиями труда, составляет 4% оклада, установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

– В статье 168.1 ТК РФ [16] говорится о том, что работодатель возмещает расходы работникам, которые осуществляют работу в полевых условиях, такие как: расходы по проезду, по найму жилого помещения; дополнительные расходы; иные расходы. Трудовым договором устанавливаются размеры по возмещению расходов.

– Работодатель обязан (бесплатно) снабдить работника спецодеждой, обувью и необходимой индивидуальной защитой, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену (ТК РФ статья 221 «Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты»).

#### Условия труда (вахтовым методом):

Согласно статье 301 ТК РФ «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»:

– Продолжительность вахты не должна превышать больше одного месяца. При увеличении продолжительности вахты (до 3-х месяцев) работодатель обязан учесть мнение профсоюзной организации.

– Работа выполняется по сменам, продолжительность которой не более 12 часов. Время работы (начало и конец), вид смены (дневная, вечерняя, ночная) и её продолжительность, перерывы отдыха и питания в течении смены зависят от графика сменности.

– Продолжительность перерывов не входит в рабочее время и не оплачивается. Для отдыха продолжительность перерыва составляет не более 2-х часов, перерывы питания не менее 30 минут. Включаемые в рабочее время



специальные перерывы предоставляются рабочим, которые совершают работу на открытом воздухе или закрытых необогреваемых помещениях,

– Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

## 8.2 Производственная безопасность

В процессе своей жизненной активности человек подвергается влиянию всевозможных угроз, под которыми как правило понимают явления, процессы, объекты, способные в конкретных условиях нанести ущерб здоровью человека, который в свою очередь может вызывать нежелательные последствия. Особенно человек подвержен опасностям и несчастным случаям непосредственно в своей производственной среде.

Производственный фактор является вредным в если он оказывает негативное воздействие на здоровье человека, вызывая при этом заболевания или снижая работоспособность сотрудника. Последствием вредного фактора является опасный производственный фактор, который приводит к резкому ухудшению здоровья, появлению острого заболевания или даже смерти человека (ГОСТ 12.0.003-2015) [17].

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются на: физические, химические, биологические и психофизиологические (Рис. 8.1).



Рисунок 8.1 – Классификация вредных и опасных производственных факторов, согласно ГОСТ 12.0.003 [17]

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевые работы	Камеральные работы	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [5] СанПиН 2.2.4.548-96 [6] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [7]
2. Превышение уровня шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014 [8] ГОСТ 12.1.029-80 [9] ГОСТ 12.4.051-87 [10] СанПиН 2.2.4.3359-16 [11] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [12]
3. Отсутствие или недостаток естественного света		+	ГОСТ 24940-2016 [13] СНиП 23-05-95* [14]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [15]

Продолжение таблицы 8.1

5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 [16] ГОСТ 12.2.003-91 [17] ГОСТ 12.1.038-82 [18] ГОСТ 12.1.002-84 [19]
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		ГОСТ 12.2.062-81 [20] ГОСТ 12.2.003-91 [21]
7. Пожароопасность	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [22]

### 8.2.1 Анализ вредных производственных факторов.

Вредные производственные факторы приводят к хроническим или острым заболеваниям (отравления, поражения участков тела и т.п.) или травмам за счет кратковременного относительно высокоинтенсивного воздействия.

~ Полевой этап ~

1) Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе. По физическим параметрам микроклимат характеризуется температурой, влажностью, подвижностью воздуха, инфракрасным излучением (ГОСТ 12.1.005-88) [18], в совокупности, которые влияют на тепловое состояние организма человека.

Источник возникновения фактора. Климатические показания –

Средние температуры января составляют минус 26,9 °С, июля 21,7 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца в 13 часов – +39 °С. Средняя расчетная температура наиболее холодной пятидневки минус 22 °С. Средняя скорость ветра составляет 3,5 м/с. Годовое количество осадков – 590 мм.

Воздействие фактора на организм человека. Резкие колебания температуры способны нанести вред организму. В зимний период работ организм подвержен переохлаждению, что способствует развитию простудных заболеваний такие как ОРВИ и ГРИПП, а также обморожению или постоянному ознобу.

Нашим проектом предусмотрены геофизические работы в весеннее - летний период. В этом случае при высоких температурах возникает перегрев организма, обезвоживание, т.к. терморегуляция ослаблена.

Средства защиты. При проведении работ в жаркие дни для предотвращения перегрева нужно работать в головных уборах, и иметь при себе питьевую воду и полевую аптечку первой помощи, а также во время отдыха использовать навесы или палатки. Для защиты от мошки и комаров используют спецодежду, москитные сетки, а также различные аэрозоли и мази. В зимнее время года работать нужно в теплой одежде с перерывами в работе для обогрева. На участке должны быть обустроены помещения для обогрева работающих.

Допустимые нормы. На территории ХМАО установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

- без ветра —  $-38^{\circ}\text{C}$ ,
- при скорости ветра до 5 м/сек. —  $-36^{\circ}\text{C}$ ,
- при скорости ветра от 5 до 10 м/сек. —  $-35^{\circ}\text{C}$ ,
- при скорости ветра свыше 10 м/сек. —  $-32^{\circ}\text{C}$ ;

Рабочий день при температуре от  $-30$  до  $-40^{\circ}\text{C}$  сокращается на 1 час, включая время перерывов для обогрева в счет рабочего времени. При температуре от  $-25^{\circ}$  до  $-40^{\circ}\text{C}$  работающим на холоде предоставлять возможность обогрева с перерывом на 10 минут через каждый час работы, включая перерыв в счет рабочего времени.

2) Превышение уровня шума. Шум – нежелательный для человеческого слуха звук, который негативно влияет на нервную систему и оказывает негативное влияние на физическое и психическое здоровье. Уровень шума принято измерять в децибелах (Дб).

Источник возникновения фактора. При геофизических работах на скважине источниками шума являются:

- вращение барабана лебедки при спускоподъемных операциях (СПО);

- каротажные приборы;
- работа бурильной установки,
- дизельная спецтехника.

Воздействие фактора на организм человека. Причина возникновения заболеваний нервной системы — это длительное воздействие шума, уровень которого 68–92 дБ. Постоянное влияние шума негативно действует на вегетативную и центральную нервную системы. Вегетативной реакцией организма является сужение капилляров, что приводит к возникновению нарушения периферического кровообращения. Повышение артериального давления связано с превышением уровня шума больше 84 – 88 дБ.

Если на человека постоянно влияет негативный шум, то это способствует замедлению зрительно-моторных реакций, наблюдаются сильные головные боли, недомогание, раздражительность, головокружение и тошнота; при уровне 110 дБ и больше снижается слух, что может вызвать полную глухоту. Шум также является гормонами стресса (кортизон, адреналин и норадреналин).

Если высокий уровень шума долгое время воздействует на человека, то у него может возникнуть шумовая болезнь, которая сопровождается болями и звоном в ушах, сильными головными болями, высоким уровнем утомляемости, отсутствием аппетита.

Допустимые нормы: в соответствии с требованиями СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [24] установлены нормы шума и вибрации (Табл. 8.2).

Таблица 8.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [24]

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
Выполнение всех видов работ на рабочих местах	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

\*Примечание: Измерение шума и ограничения максимально допустимой громкости обычно делают с коррекцией А (обозначение — дБА)

Способы защиты: средства и методы защиты от шума делятся на:

- средства и методы коллективной защиты (уменьшение уровня шума в источнике его возникновения; рациональное размещение оборудования; устройства от повышенного уровня вибрации (оградительные; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления);
- средства индивидуальной защиты (противошумные наушники, специальная обувь, стельки (вкладыши), наколенники, рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники).

Не реже чем один раз в год проводится контроль уровней шума на рабочих местах.

~ Камеральный этап ~

1) Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Источник возникновения фактора. При камеральных работах микроклимат помещений определяется такими параметрами как температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового облучения.

Источники теплоты больше всего воздействуют на микроклимат где есть электронно-вычислительные машины и осветительные приборы. Повышение

температуры и снижение относительной влажности в помещении происходит в следствии того что около 80% суммарных выделения приходится на ЭВМ.

Допустимые нормы. В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 [18] должны соблюдаться определенные параметры микроклимата (Табл.8.3).

Таблица 8.3 – Допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений по СанПиН 2.2.4.548-96 [18]

Период года	Категория	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° <sub>опт</sub>	Диапазон выше оптимальных величин t° <sub>опт</sub>			Если t° < t° <sub>опт</sub>	Если t° > t° <sub>опт</sub>
Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Способы защиты. Единственный способ нормализовать воздухообмен в помещениях, компенсировать избыток тепла, поступающий из-за работающего оборудования, а также снизить влажность и температуру до нормального уровня это производственная вентиляция. Чтобы работа вентиляции оказалась эффективна необходимо чтобы на стадии её проектирования соблюдались санитарно-гигиенические и технические требования.

2) Отсутствие или недостаток естественного света. Помещения должны иметь как естественное, так и искусственное освещение.

Источник возникновения фактора. В помещениях недостаток освещённости вызывает одностороннее естественное боковое освещение.

Воздействие фактора на организм человека. Отсутствие дневного солнечного света и постоянное нахождение в полутемном или освещаемом только электрическим образом помещении приводит к многочисленным расстройствам и заболеваниям, в числе которых:

- Падение иммунитета;
- Заболевания органов зрения;
- Депрессивное психологическое состояние;
- Болезни сердечно-сосудистой и нервной систем;
- Нарушенные биоритмы организма.

Допустимые нормы. Чем выше разряд работы, тем больше минимально допустимое значение КЕО: для I разряда работы (наивысшей точности) при боковом естественном освещении нижний предел  $KEO_{min} = 2 \%$ , верхний  $KEO_{max} = 6 \%$ ; для III разряда работы (высокой точности)  $KEO_{min} = 1,2 \%$ ,  $KEO_{max} = 3 \%$ .

Способы защиты. Чтобы снизить недостаточного воздействия света на рабочих местах применяются следующие способы:

- защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые, а от 25% до 75% - как вредные;
- профилактическое ультрафиолетовое (УФ) облучение работников;
- использованием светлых отделочных материалов помещений;
- расположение рабочих мест с достаточным естественным освещением;
- чистые стекла.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95\*[26].

Допустимые нормы. Нормы освещённости зависят от принятой системы освещения. Так, при комбинированном искусственном освещении, как более экономичном, нормы выше, чем при общем. При этом освещённость,



создаваемая светильниками общего освещения, должна не менее 300-500 лк, а комбинированная – 750 лк. Нормы естественного и искусственного освещения (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [27]) приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Допустимые нормы естественного и искусственного освещения [27]

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная, В - при верхнем или комбинированном освещении)	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО $e_n$ , %		КЕО $e_n$ , %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
						всего	от общего	
Конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения								
1. Кабинеты, рабочие комнаты, офисы	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300
2. Проектные залы и комнаты конструкторские, чертежные бюро	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500

Способы защиты. Для ограничения неблагоприятного действия пульсирующих световых потоков газоразрядных ламп установлены предельные значения коэффициентов пульсации освещённости рабочих мест в пределах 10-20% в зависимости от разряда зрительной работы. Для обеспечения нормируемых показателей освещенности проводят чистку стекол, оконных рам и светильников, проводят замену перегоревших ламп 2 раза в год.

Опасные производственные факторы (ОПФ) – факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.

~ Полевой этап ~

1) Повышенное значение напряжения в электрической цепи. Согласно ГОСТ 12.1.019 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования» [28]

Источник возникновения фактора. Электрический ток представляет большую угрозу при работе на геофизической станции, связанной с:

- обнажёнными электрическими проводами (обнажённые жилы, неисправная изоляция, отсутствия заземления);
- электрическими машинами, включающие блок питания, подъемник, электроприводы вспомогательных устройств, обогревательных элементов, работающих от электричества;
- сварочные работы при ремонте оборудования;
- электрический ток при грозе;
- работа в сырую погоду без средств защиты.

Способы защиты. Токоведущие части аппаратуры должны быть изолированы кожухами и другими ограждениями, или находиться на высоте с функцией автоматического отключения и блокирования. Для защиты от прямых ударов молний применяются молниеотводы.

Рабочие должны быть обеспечены индивидуальной защитой такой как спецодежда, резиновая обувь и диэлектрические резиновые перчатки.

2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Источник возникновения фактора. При геофизических работах на скважине постоянно используются движущиеся механизмы, такие как разного рода спускоподъемные операции (СПО), погрузо-разгрузочные работы геофизической аппаратуры.

Воздействие фактора на организм человека. При халатном обращении с приборами возникает высокая вероятность получить различного рода ушибы, травмы, возможен летальный исход.

Допустимые нормы. Возможность использовать геофизическую аппаратуру имеют лица прошедшие определённую подготовку и инструктаж, это подтверждается соответствующими документами. Производимые

операции по СПО выполняются под наблюдением специалиста. В тёмное время суток все объекты должны быть освещены согласно действующим нормам («Правила безопасности при геологоразведочных работах» ПБ 08-37-2005).

Способы защиты. Своевременно необходимо проводить диагностику аппаратуры с выявлением неисправности, вовремя производить ремонт. В участках опасных зон устанавливаются ограждения, предупредительные надписи и знаки, вывешиваются инструкции и плакаты по технике безопасности.

3) Анализ пожароопасности описан в разделе «Безопасность в чрезвычайных ситуациях».

~ Камеральный этап ~

1) Повышенное значение напряжения в электрической цепи.

Помещения где проходит камеральный этап геофизических работ считаются объектами без повышенной опасности поражения людей электрическим током, так как в помещениях отсутствуют токопроводящие полы – металлические, земляные, железобетонные, токопроводящая пыль, температура воздуха и влажность не превышают 35°C и 75% соответственно.

Источник возникновения фактора. Основным источником опасности в камеральных помещениях является неисправные электропроводка и электроприборы. Электрооборудование, работающее под напряжением 220В, является персональный компьютер, принтер, плоттер. Основными местами получения электрических травм являются места подключения электрооборудования в сеть.

Способы защиты. Систематическая проверка за качеством изоляции проводов; защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения; зануление; автоматическое отключение; обеспечение недоступности

токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током.

#### 8.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

В каротажной лаборатории инженер-геофизик работает с комплексной геофизической станцией и компьютером. Регистрация исследований проводится с помощью геофизической каротажной станции семейства КЕДР-02.

Лаборатория комплексная геофизическая «Кедр-02» — базовая конфигурация из пяти блоков, размещенных в стойке габаритов 466×281×802. Общая масса 54 кг. Лаборатория монтируется в подъемнике или кунге. Каждый из блоков представляет собой функционально законченное устройство. Управление лабораториями семейства осуществляется через 10 Мбит/с интерфейс стандарта Ethernet, с внешнего компьютера, на компьютере же сохраняются зарегистрированные данные.

##### Состав геофизической комплексной лаборатории «Кедр-02»:

— Блок геофизический (БГФ). Обеспечивает непрерывное декодирование информации от скважинного прибора и работу системы измерения глубины и скорости прибора. БГФ при помощи интерфейса стандарта Ethernet соединяется с внешним компьютером, а через последовательный канал обмена с другими блоками. Кроме того, в БГФ находится источник управляющих напряжений (ИУН) с выходной мощностью 100 Вт. диапазоном выходного напряжения до 300 В и тока до 0,5 А. Этот источник обеспечивает формирование стабилизированного постоянного напряжения или тока.

— Блок коммутации (БК). Осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами АЦП блока геофизического, а также формирует цифровые последовательности, необходимые для управления скважинными приборами.

– Плоттер (ПЛ02). Обеспечивает представление результатов измерений в виде каротажных диаграмм на термобумаге.

– Универсальный источник питания (УИП). Обеспечивает формирование стабилизированного постоянного и переменного напряжения или тока, или смеси (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую). Для переменного тока форма сигнала может быть синусоидальной или программируемой формы.

Таблица 8.5 – Выходные параметры УИП

Параметры	Значения
Выходная мощность, Вт	300
Постоянное напряжение, В	-300...+300
Постоянный ток, мА	-1500...1500
Переменное напряжение, В	0...220
Переменный ток, мА	0...1000
Частота, Гц	12...511

– Источник бесперебойного питания (ИБП). Обеспечивает питание аппаратуры при сбоях питания. Емкости батареи достаточно, например, для работы прибора СРК-73 в течение 2 часов.

Согласно Профессиональному стандарту для работников в области каротажа скважин специалист должен пройти обучение и проверку знаний норм и правил работы в электроустановках в объеме III группы по электробезопасности.

Для обеспечения устойчивой работы всех электротехнических приборов соответствующие выводы необходимо заземлить.

### 8.3 Экологическая безопасность

Геологоразведочные организации обязаны руководствоваться и соблюдать Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. и проводить соответствующие мероприятия, направленные на её сохранение.

При проектировании и производстве геофизических работ в скважинах должны соблюдаться необходимые меры по предотвращению загрязнения окружающей среды такие как охрана недр, вод, почв, лесов, воздушной среды, животного мира (Табл.8.6).

Таблица 8.6 – Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду

Окружающая среда	Вредное воздействие	Мероприятия по предотвращению
Земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. вывоз, уничтожение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
Водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, хлороторные)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Атмосфера	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего Технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Нарушение мест обитания представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

За несоблюдение предписанных законов об охране окружающей среды следует уголовная, административная или дисциплинарная ответственность.

#### 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 [35] чрезвычайная ситуация – это обстановка в конкретном локальном месте, образовавшаяся в результате аварии, опасного природного явления, которые наносят вред здоровью людей (или смерть) и природной среде.

Пожар является самым распространённым опасным явлением. Чтобы предотвратить его возникновение на этапе проектирования важно грамотно разработать проектную документацию.

Система обеспечения пожарной безопасности: система предотвращения пожара, система противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Цель всех мероприятий довести эксплуатируемый объект к установленным нормативам:

- свести к минимуму вероятность возникновения пожара;
- достичь устойчивость конструкции к возникновению огня (огнестойкость, огнезащита, пути эвакуации);
- обеспечить оперативное пожаротушение.

Чтобы ликвидировать пожар применяют следующие средства тушения:

- огнетушащие вещества с учётом класса возгорания (вода, пена, порошок, аэрозоль – эти вещества заправляют в огнетушители, установки и аппараты);
- установки пожаротушения (система трубопроводов, модуль управления, датчики и установки выпуска пены);
- технические средства (извещатели, сигнализация);
- мобильные средства (пожарные автомобили, вертолёты закреплены за подразделениями пожарной охраны);

- первичные средства тушения (огнетушители, пожарные краны, асбестовые покрывала);
- подручные средства тушения (песок, одеяла, земля).

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник промыслово-геофизической партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;
- разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [36]), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть,



при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

## ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ

В ходе написания была оценена практическая значимость полученных результатов раздела «Социальная ответственность».

В разделе были подробно описаны и разобраны:

- объект и цель проекта работ;
- права и обязанности работника;
- организационные вопросы по безопасности;
- производственная безопасность при выявленных вредных и опасных факторах при проведении исследований (Табл. 8.1);
- мероприятия на поддержание экологической безопасности (Табл. 8.6).

Проектируемые работы имеют отношение практически ко всем группам по безопасности: работы с электрическими установками, с горюче-смазочными материалами, взрывчатыми веществами, источниками ионизирующего излучения, высокотехнологичными приборами, требующими подтвержденной квалификации и точности в обращении.

Жизнь и здоровье человека является одной из главных задач предприятия. При выполнении работ любого характера человек в первую очередь должен руководствоваться инструкцией и соображениями здравого смысла.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассматривалось Приобское нефтяное месторождение, расположенное на территории Ханты-мансийского района Тюменской области, на предмет проектирования скважины в которой будет проведен запроектированный комплекс ГИС.

Проведен детальный анализ и обзор информации по геологическому строению месторождения, геолого-геофизической изученности Приобского месторождения.

Выполненная работа по составлению проекта геофизических исследований скважин предоставляет дополнительную информацию о территории Приобского месторождения, которая в сумме с результатами прошлых лет позволит наиболее эффективно разрабатывать месторождение.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, определены действия этих факторов на организм человека и предложены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

Стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной партией с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ составила 392 034,73 рублей.

В качестве специального исследования представлен метод мобильных разметочных установок с короткой мерной базой для определения глубины погружения скважинного прибора и для нанесения магнитных меток в местах их обнаружения на броне геофизического кабеля.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

### *Электронный ресурс:*

1. Скважинная плазменно-импульсная технология повышения нефтеотдачи пластов месторождений [Электронный ресурс]: [https://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd68a5d53b88521306c36\\_0.html](https://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd68a5d53b88521306c36_0.html)
2. Геологическое строение Приобского месторождения [Электронный ресурс]: [https://otherreferats.allbest.ru/geology/00217700\\_0.html](https://otherreferats.allbest.ru/geology/00217700_0.html)

### *Фондовая:*

3. Подсчет запасов нефти и газа Приобского месторождения ООО “РН-УфаНИПИнефть”

### *Опубликованная:*

4. Хусаинова А.М. Способы повышения достоверности интерпретации данных геофизических исследований скважин при оперативном секторном моделировании боковых стволов // статья в журнале - научная статья, 2014.
5. Косков В.Н. Литологическое расчленение разрезов скважин и определение физических параметров терригенных коллекторов девонских отложений по промыслово-геофизическим данным, // статья в журнале - научная статья, 2013.
6. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М.: Недра, 1985, с.152-153)
7. Матросов А.Е., Горбунов О.Б. Мобильная установка разметки каротажного кабеля // Статья в журнале «Каротажник» // – Тверь.: Изд-во Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах, 2018.
8. Лафтуллин Т.А, Пацков Л.Л., Способ определения погружения скважинного прибора // патент на изобретение RU 2398106 C1 // 2010

9. Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ Министерство природных ресурсов РФ (07.05.1998).
10. Сборник единичных районных расценок ОАО "Газпром" на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ "ЕРР-Газпром" Москва, 2000.
11. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ ПОСН 81-2-49, утв. Минтопэнерго РФ, МПР РФ и ОАО «Газпром» 05.98.
12. Паровинчак, Константин Михайлович. Обоснование комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области // Тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 25.00.16, кандидат геолого-минералогических наук. – Томск, 2013.
13. Закон Ханты-Мансийского Автономного округа от 10 февраля 1998 года N 2-оз «Об охране труда в Ханты-Мансийском Автономном округе – ЮГРЕ»
14. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
15. «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», согласованные с Госгортехнадзором России 15.11.99.г., утвержденные совместным приказом МПР РФ и Минтопэнерго РФ от 28.12.99 г. № 445/323.
16. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. От 09 июня 2016 года №12.0.003-2015.
17. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. От 29 сентября 1988 года №12.1.005-88.
18. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. От 01 октября 1996 года №2.2.4.548-96.

19. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. От 03 июня 2003 года №2.2.2/2.4.1340-03.
20. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание). От 29 декабря 2014 года №12.1.003-2014.
21. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация. От 31 октября 1980 года №12.1.029-80.
22. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний ГОСТ. От 29 октября 1987 года №12.4.051-87.
23. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. От 21 июня 2016 года №2.2.4.3359-16.
24. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. От 31 октября 1996 года №2.2.4/2.1.8.562-96.
25. ГОСТ 24940-2016 Здания и сооружения. Методы измерения освещенности. От 20 октября 2016 года №24940-2016.
26. СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1). От 02 августа 1995 года.
27. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. От 8 апреля 2003 года N 34.
28. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. От 17 июля 1979 г. N 2582.

29. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. От 06 июня 1991 года №12.2.003-91.
30. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). От 30 июля 1982 года №12.1.038-82.
31. ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. От 05 декабря 1984 года №12.1.002-84.
32. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) От 30 октября 1981 года №12.2.062-81.
33. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. От 06 июня 1991 года №12.2.003-91
34. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). От 14 июня 1991 года №12.1.004-91.
35. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. От 12 сентября 2016 года №22.0.02-2016.
36. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. От 18 июня 2003 года №105-03.
37. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения ОАО «Печоранефть». // Статья в журнале «Булатовские чтения». – Кубанский государственный технологический университет, 2018.







